

FACULTAD DE INGENIERÍA

Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica

Tesis

**Análisis de protecciones de sobrecorriente para
el mejoramiento de la continuidad de suministro
eléctrico de la subestación Chimbote Norte**

Hernan Roman Berrocal

Para optar el Título Profesional de
Ingeniero Electricista

Huancayo, 2019

Repositorio Institucional Continental
Tesis digital



Obra protegida bajo la licencia de [Creative Commons Atribución-NoComercial-SinDerivadas 2.5 Perú](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/2.5/peru/)

ASESOR

Ing. Jorge Eliseo Lozano Miranda

AGRADECIMIENTO

A mis padres Tomas y Teófila, hermanos Raúl, Tomas, Viviana y Roxana por estar siempre allí cuando los necesitaba en toda la formación académica, a mi esposa por ser el empuje para seguir en mi camino de aprendizaje en todo momento.

También me gustaría agradecer a mis docentes que tuve durante toda mi carrera profesional porque todos han aportado con un granito de arena a mi formación académica.

DEDICATORIA

A Dios, a mi esposa e hija, a mis padres, amigos y a todos los que me apoyaron en la elaboración del presente trabajo.

ÍNDICE

PORTADA.....	I
ASESOR	II
AGRADECIMIENTO	III
DEDICATORIA	IV
ÍNDICE	V
LISTA DE TABLAS	VII
LISTA DE FIGURAS.....	VIII
LISTA DE ECUACIONES.....	IX
RESUMEN	X
ABSTRACT.....	XI
INTRODUCCIÓN	XII
CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO.....	14
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	14
1.2. Formulación del problema.....	14
1.2.1. Problema general.....	14
1.2.2. Problemas específicos	15
1.3. Objetivos de la investigación.....	15
1.3.1. Objetivo general.....	15
1.3.2. Objetivos específicos	15
1.4. Justificación e importancia	15
1.4.1. Teórica	15
1.4.2. Práctica	15
1.4.3. Técnica.....	16
1.4.4. Económica.....	16
1.5. Hipótesis y descripción de variables	17
1.5.1. Hipótesis general.....	17
1.5.2. Hipótesis Específicas	17
1.5.3. Identificación y clasificación de las variables.....	17
1.5.4. Operacionalización de las variables.....	18
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO	20
2.1. ANTECEDENTES	20
2.2. Marco conceptual.....	22
2.2.1. Análisis de flujo de potencia.....	22
2.2.2. ECUACIONES Y MODELAMIENTO.....	22
2.2.3. Análisis de corto circuito	25
2.2.4. Determinación de las corrientes de cortocircuito	26
2.2.5. Impedancia positiva, negativa y homopolar	27
2.2.6. Cálculos de parámetros de cortocircuito.....	28
2.2.7. Protecciones eléctricas en sistemas de distribución.....	33
2.2.8. Descripción del software POWER FACTORY DIgSILENT.....	42
CAPÍTULO III METODOLOGÍA	44
3.1. METODOLOGÍA Y ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN	44
3.1.1. Metodología.....	44
3.1.2. Alcances de la investigación	44
3.2. Diseño de la investigación	45
3.3. Población y muestra.....	46
3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos	47
CAPÍTULO IV ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	49
4.1. GENERALIDADES.....	49
4.1.1. Antecedentes	49
4.2. Descripción del sistema eléctrico.....	50
4.2.1. Descripción general	50
4.2.2. Configuración de tensiones del sistema eléctrico	52
4.2.3. Demanda de la s.e. Chimbote norte	52

4.3.	Características técnicas de los equipos.....	52
4.3.1.	Parámetros del transformador	52
4.3.2.	Parámetros de línea	53
4.3.3.	Parámetros de la red equivalente	54
4.3.4.	Factor de potencia.....	55
4.4.	ajustes actuales de relés de protección	55
4.5.	Análisis de flujo de potencia.....	56
4.5.1.	Metodología y criterios	56
4.5.2.	Escenarios.....	57
4.5.3.	Resultados de los niveles de tensión.....	57
4.6.	Análisis de cortocircuito	58
4.6.1.	Metodología y criterios	59
4.6.2.	Escenarios.....	60
CAPÍTULO V RESULTADOS Y DISCUSIÓN DEL ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		61
5.1.	CRITERIOS PARA LA COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES	61
5.1.1.	Consideraciones.....	61
5.2.	Coordinación y ajustes de las protecciones.....	62
5.2.1.	Protección de sobrecorriente de fases – 50/51p	63
5.2.2.	Selección de fusibles	75
5.2.3.	Selección de fusibles - ramales	76
5.2.4.	Protección de sobrecorriente de tierra – 50/51 G	83
5.3.	Ajustes de relés de protección	93
5.3.1.	Sobrecorriente de fases 50/51 ph.....	93
5.3.2.	Sobrecorriente de tierra 50N/51N	93
5.3.3.	Ajustes de los reclosers.	94
5.4.	Prueba de Hipótesis.....	95
CONCLUSIONES		96
RECOMENDACIONES.....		97
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		98
ANEXOS		100

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Tipos de fallas	25
Tabla 2: Valores aproximados de impedancia	28
Tabla 3: Capacidad continua de los fusibles	39
Tabla 4: Tiempos de reconexión y factores “k” de multiplicación	41
Tabla 5: Alimentadores S.E. Chimbote Norte	51
Tabla 5: Configuración según niveles de tensión	52
Tabla 7: Demanda de la S.E. Chimbote norte por alimentadores	52
Tabla 8: Parámetros del Transformador S.E. Chimbote Norte	53
Tabla 9: Parámetros del Transformador Zig –Zag SE Chimbote Norte	53
Tabla 10: Parámetros de Línea de Transmisión	53
Tabla 11: Equivalentes de red en avenida máxima y mínima – 2017 (Escenario Actual)	54
Tabla 12: Equivalentes de red en estiaje máxima y mínima - 2017 (Escenario actual)	54
Tabla 13: Equivalentes de red en avenida máxima y mínima - 2018 (Escenario propuesto)	54
Tabla 14: Equivalentes de red en estiaje máxima y mínima – 2018 (Escenario propuesto)	55
Tabla 15: Factor de Potencia por Alimentadores	55
Tabla 16: Ajustes actuales de sobrecorriente de fases de los relés	55
Tabla 17: Ajustes actuales de sobrecorriente de tierra de los relés	56
Tabla 18: Ajustes actuales de los reclosers	56
Tabla 19: Perfil de Tensión Subestación Chimbote Norte	58
Tabla 20: Reporte de Cargabilidad de la Subestación Chimbote Norte	58
Tabla 21: Ajustes del Alimentador CHN011 – Fases	64
Tabla 22: Ajustes del Alimentador CHN012 – Fases	65
Tabla 23: Ajustes del alimentador CHN013 – Fases	66
Tabla 24: Ajustes del Alimentador CHN021 – Fases	67
Tabla 25: Ajustes del reconectador CHN021 – Fases	69
Tabla 26: Ajustes del alimentador CHN022 – Fases	70
Tabla 27: Ajustes del Alimentador CHN024 – Fases	71
Tabla 28: Ajustes del reconectador CHN024 – Fases	72
Tabla 29: Ajustes del alimentador CHN025 – Fases	74
Tabla 30: Ajustes del reconectador CHN025 – Fases	75
Tabla 31: Ajustes del alimentador CHN011 – Tierra	85
Tabla 32: Ajustes del alimentador CHN012 – Tierra	86
Tabla 33: Ajustes del alimentador CHN013 – Tierra	87
Tabla 34: Ajustes del alimentador CHN021 – Tierra	89
Tabla 35: Ajustes del alimentador CHN022 – Tierra	90
Tabla 36: Ajustes del Alimentador CHN024 – Tierra	91
Tabla 37: Ajustes del Alimentador CHN025 – Tierra	92
Tabla 38: Ajustes de sobrecorriente de fases de los relés	93
Tabla 39: Ajustes de sobrecorriente de tierra de los relés	94
Tabla 40: Ajustes de los reclosers	94

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Diagrama Unifilar de un transformador de dos devanados	28
Figura 02: Esquema básico de sistema de protección	33
Figura 3: Reconectador Trifásico controlado electrónicamente	35
Figura 4: Secuencia de operación del Reconector	35
Figura 5: Relé de Protección de Alimentador	37
Figura 6: Curva de Tiempo – Corriente para coordinación de fusible	39
Figura 7: Criterio de coordinación Reconectador – Fusible (Lado de Carga)	41
Figura 8: Etapas de la Investigación	46
Figura 9: Población y Muestra	47
Figura 10: Unidades de Negocio	50
Figura 11: Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico Chimbote	51
Figura 12: Coordinación de alimentador CHN011-Fases	63
Figura 13: Coordinación de alimentador CHN012-Fases	64
Figura 14: Coordinación de alimentador CHN013-Fases	65
Figura 15: Coordinación de alimentador CHN021-Fases	67
Figura 16: Coordinación de reconectador CHN021-Fases	68
Figura 17: Coordinación de alimentador CHN022-Fases	69
Figura 18: Coordinación de alimentador CHN024-Fases	70
Figura 19: Coordinación de reconectador CHN024-Fases	72
Figura 20: Coordinación de alimentador CHN025-Fases	73
Figura 21: Coordinación de Reconectador CHN025-Fases	74
Figura 22: Coordinación de ramales de Alimentador CHN011-Fases	77
Figura 23: Coordinación de ramales de alimentador CHN012-Fases	78
Figura 24: Coordinación de ramales de alimentador CHN013-Fases	79
Figura 25: Coordinación de ramales de alimentador CHN021-Fases	80
Figura 26: Coordinación de ramales de alimentador CHN022-Fases	81
Figura 27: Coordinación de ramales de alimentador CHN024-Fases	82
Figura 28: Coordinación de ramales de alimentador CHN025-Fases	83
Figura 29: Coordinación de alimentador CHN011-TIERRA	84
Figura 30: Coordinación de alimentador CHN012-TIERRA	85
Figura 31: Coordinación de alimentador CHN013-TIERRA	87
Figura 32: Coordinación de Alimentador CHN021-TIERRA	88
Figura 33: Coordinación de alimentador CHN022-TIERRA	89
Figura 34: Coordinación de Alimentador CHN024-TIERRA	90
Figura 35: Coordinación de Alimentador CHN025-TIERRA	92

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1.....	23
Ecuación 2.....	23
Ecuación 3.....	24
Ecuación 4.....	24
Ecuación 5.....	25
Ecuación 6.....	28
Ecuación 7.....	28
Ecuación 8.....	29
Ecuación 9.....	29
Ecuación 10	30
Ecuación 11	31
Ecuación 12	31
Ecuación 13	31
Ecuación 14	31
Ecuación 15	32
Ecuación 16	32
Ecuación 17	32
Ecuación 18	32

RESUMEN

Los sistemas eléctricos deben de asegurar su continuidad incluso bajo condiciones de falla; de lo contrario las concesionarias tienen que afrontar grandes impactos económicos negativos por compensaciones y multas; cuando los sistemas de protección no están correctamente configurados.

La presente tesis analiza la influencia que ocasiona el incremento de la demanda en la coordinación de protección de sobrecorriente en la subestación Chimbote norte y sus alimentadores para el periodo 2018, correspondiente a Hidrandina; para mejorar la continuidad del suministro eléctrico.

Se realizó el marco teórico conceptual y criterios de protección con referencia a los conceptos utilizados en el presente estudio. Posteriormente, se efectuó la coordinación de tiempos de ajuste de protección de sobrecorriente entre los elementos del sistema eléctrico Chimbote Norte (relés, reconectador y fusibles).

Para tal fin se desarrolló un análisis del sistema eléctrico Chimbote norte, utilizando el método explicativo y el software Power Factory DIgSILENT versión 14.1. para las simulaciones de flujo de potencia, corrientes de cortocircuito y coordinación de protecciones.

Por último, se muestran las conclusiones del presente trabajo, basados principalmente en los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas con el programa computacional Power Factory DIgSILENT para los diferentes escenarios de estudio. Así como también se realizaron algunas recomendaciones para próximos estudios, basados en la experiencia de la elaboración de la presente.

ABSTRACT

Electrical systems must ensure their operation even under fault conditions; otherwise, the system's operator has to face negative economic impacts for compensation and fines; when the protection systems are not correctly configured.

This thesis analyzes the influence of increased demand in the coordination of overcurrent protection in the substation Chimbote Norte and its feeders for the years 2018, corresponding to Hidrandina, in order to improve the continuity of the electricity supply.

The state of art was made with reference to the concepts used in the present study. Subsequently, the coordination of overcurrent protection adjustment times between the elements of the substation Chimbote Norte (relays, recloser and fuses) was done.

For this purpose, a diagnosis and description of the Chimbote Norte Electrical System was developed, using the explanatory method and the Power Factory software DIgSILENT version 14.1, for power flow simulations, short-circuit currents and protection coordination.

Finally, the conclusions of the present work are shown, based mainly in the results obtained from the simulations performed with the Power Factory DIgSILENT software for the different study scenarios. Moreover, some recommendations were made for future similar studies.

INTRODUCCIÓN

La calidad del suministro de electricidad es un factor importante en el desarrollo socio económico de cualquier área. Esto puede lograrse con un buen diseño de la red de distribución y con adecuados esquemas de protección que aseguren que las fallas sean rápidamente aisladas para minimizar el número de interrupciones y mejorar la continuidad del suministro de los usuarios

Hidrandina S.A. es una empresa de servicio público que opera en el rubro de electricidad que desarrolla principalmente actividades de distribución y comercialización. El sistema eléctrico Chimbote norte forma parte de esta concesionaria con una subestación de potencia del mismo nombre que a su vez cuenta con siete alimentadores.

Del mismo modo, la concesionaria elaboró una proyección de demanda eléctrica para sustentar el Plan de Inversiones en Transmisión; por lo cual es necesario efectuar la coordinación de protecciones, ya que se evidencia un cambio de los parámetros eléctricos del sistema correspondiente a la subestación Chimbote norte; para así, mejorar la continuidad de suministro eléctrico.

CAPÍTULO I. Presentamos el planteamiento del problema, formulación del problema, problema general, problemas específicos; objetivo general, objetivos específicos; hipótesis generales, hipótesis específicas; justificación e importancia de la investigación, alcances de la investigación, limitaciones, descripción de variables.

CAPÍTULO II. Se muestra antecedentes del problema, antecedentes nacionales e internacionales, el marco teórico, bases teóricas y definición de términos básicos que nos servirán para el análisis de proyecto de investigación.

CAPÍTULO III. Se muestra la metodología aplicada para la investigación explicativa analítica donde se explica el alcance y diseño de la investigación.

CAPÍTULO IV. Se muestran datos y características técnicas tomados para el desarrollo de la investigación, del mismo modo muestro el resultado del análisis de sobrecorriente realizados en los diferentes escenarios propuestos para la continuidad de la subestación eléctrica.

CAPÍTULO V. En el capítulo V presento los resultados y discusión del estudio análisis de protecciones de sobrecorriente para el mejoramiento de la continuidad de suministro eléctrico de la subestación Chimbote Norte, donde se da conocer los ajustes de las protecciones por cada alimentador.

Así mismo se muestra diagramas esquemas y resultados obtenidos para la elaboración del proyecto y conclusiones significativas para los tiempos de ajuste de los equipos de protección en dicho sistema eléctrico.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Empresa Hidrandina S.A. ha desarrollado el estudio de un plan de inversiones correspondiente al periodo 2013-2017 de los sistemas complementarios de transmisión, debido al incremento de la demanda ocurrida en Chimbote, ejecutando el análisis de flujo de potencia en estado estacionario se evalúa las complicaciones que presenta el sistema eléctrico Chimbote Norte, debido al incremento de la demanda eléctrica.

Para garantizar la continuidad de suministro eléctrico, es necesario evaluar la coordinación de protección contra sobrecorrientes tanto de la subestación de potencia, como de sus alimentadores, para lo cual se realiza en primer lugar un análisis de flujo de carga en el sistema eléctrico de la subestación “Chimbote Norte” con situaciones de contingencia para identificar que todos los parámetros eléctricos sean los adecuados. Posterior a ello se analiza las corrientes de cortocircuito en los diferentes tipos de falla (trifásica y monofásica) para obtener las máximas y mínimas corrientes de cortocircuito, verificando los incrementos o decrementos en las barras de las subestaciones adyacentes. Seguidamente se desarrollará la coordinación de protecciones de sobrecorriente determinando los ajustes necesarios de los equipos de protección (relés, recloser) en el siguiente problema.

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.2.1. PROBLEMA GENERAL

¿Cómo influye el análisis de protecciones de sobrecorriente para el mejoramiento de la continuidad del suministro eléctrico de la subestación Chimbote Norte en el año 2018?

1.2.2. PROBLEMAS ESPECÍFICOS

- ¿Cuáles son los criterios que debemos tener en cuenta en la coordinación de protecciones de sobrecorriente para la continuidad del suministro eléctrico de la subestación Chimbote Norte?
- ¿Cuáles son los criterios que debemos tener en cuenta para el análisis de flujo de potencia y análisis de cortocircuito?

1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

Demostrar cómo influye el análisis de protecciones de sobrecorriente para el mejoramiento de la continuidad del suministro eléctrico de la subestación Chimbote Norte en el año 2018.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar los criterios para la continuidad del suministro eléctrico de la subestación Chimbote Norte.
- Determinar los criterios que debemos tener en cuenta para el análisis de flujo de potencia y corto circuito.

1.4. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

1.4.1. TEÓRICA

La tesis se basará en información tomada de campo y podrá servir como referencia para la coordinación de protecciones del sistema eléctrico Chimbote Norte, planteada con procedimientos analíticos en base a bibliografías de temas relacionados de diferentes fuentes y autores, sirviendo como base para otros temas de estudio.

1.4.2. PRÁCTICA

Como se refiere el tema de investigación, este estudio estará orientado al análisis de la coordinación de protecciones de sobrecorriente del sistema eléctrico Chimbote

Norte, resultando fundamental dicho análisis para asegurar la continuidad del sistema cumpliendo con la normativa vigente.

El proyecto que estoy planteando analiza la influencia que ocasionará el cambio de los ajustes de los relés debido al incremento de la demanda eléctrica en la coordinación de protecciones de sobrecorriente; desde un punto de vista de ingeniería plantear soluciones para que el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional no sea afectado en ninguno de sus niveles de transmisión de energía. Y para lograr el objetivo tendré que aplicar conceptos básicos y avanzados en cuanto a sistemas eléctricos de potencia se refiere y criterios de coordinación de protecciones, el soporte computacional a utilizar es el software DlgSILENT Power Factory versión 14.1., que facilitará la obtención de información de los parámetros eléctricos del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

1.4.3. TÉCNICA

La investigación, como se orienta a la operación y manteamiento de la subestación de potencia Chimbote Norte, considera la influencia que puede ocasionar el inadecuado ajuste de las protecciones en mencionada subestación, como consecuencia ocasionaría problemas en las subestaciones aledañas y al sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN), hacen que se realice una evaluación del sistema eléctrico en conjunto.

La importancia de implementar nuevos ajustes en los relés, significa una operación del sistema eléctrico confiable y selectivo; permitiendo principalmente proteger la vida de las personas, asimismo salvaguardar al equipamiento de la subestación de potencia.

1.4.4. ECONÓMICA

Es importante mencionar que son más los beneficios económicos (número de elementos afectados, tiempo de retorno, daño a equipos) que las desventajas de utilizar esta tecnología moderna debido a las características técnicas de los equipos fabricados con esta nueva tecnología como por ejemplo la mayoría de los equipos son libre de mantenimiento (bajo mantenimiento), Esto repercute en gran medida menor gasto y por ende es más atractiva esta nueva propuesta en todo el mundo. Además, que ofrece mayor confiabilidad del sistema eléctrico,

El motivo que impulsó a realizar este proyecto es que actualmente la subestación Chimbote Norte, viene trabajando por más de 20 años, con componentes antiguos poco confiables, además requiere de un mantenimiento constante de sus equipos internos, y hacen que sea costoso y no confiable, desde ya hace unos años en el Perú hay una gran variedad de equipos eléctricos que ofrece el mercado del sector eléctrico que utiliza la nueva tecnología no contaminante, además son algunos requerimientos por las empresas distribuidoras de energía eléctrica en el Perú.

1.5. HIPÓTESIS Y DESCRIPCIÓN DE VARIABLES

1.5.1. HIPÓTESIS GENERAL

El análisis de protecciones de sobrecorriente influye positivamente para el mejoramiento de la continuidad del suministro eléctrico de la subestación Chimbote Norte para el periodo 2018.

1.5.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS

- Asegurar la continuidad positivamente del suministro eléctrico de la subestación Chimbote Norte.
- En cuanto al análisis de flujo de potencia y corto circuito que criterios adecuados deberá tomarse en cuenta.

1.5.3. IDENTIFICACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS VARIABLES

Variables independientes

Protecciones de sobrecorriente para el mejoramiento.

Variables dependientes:

Continuidad del suministro eléctrico.

.

1.5.4. OPERACIONALIZACIÓN DE LAS VARIABLES

Variable Independiente	Definición Conceptual	Definición Operacional	Indicadores	Dimensiones de variables
Protección de sobrecorriente.	Es cualquier corriente eléctrica en exceso del valor nominal indicado en el dispositivo de protección, en el equipo eléctrico o en la capacidad de conducción de corriente de un conductor. La sobrecorriente puede ser causada por una sobrecarga, a falla por cortocircuito permanente o transitoria.	Se denomina protección de sobrecorriente a aquellas con selectividad relativa que responden a la corriente del elemento protegido y que operan cuando esa corriente es mayor que cierto valor preestablecido (corriente de arranque: mínima corriente en el revelador para la cual opera). Esta protección, por lo general se dispone de modo que cada protección, sea primaria para la línea	<ul style="list-style-type: none"> • Margen de protección de equipos. • Tiempo de actuación de dispositivos. • Análisis de flujo de potencia. • Análisis de cortocircuito. • Consiste en seleccionar y ajustar los dispositivos de protección (Relés, 	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste de tiempos y magnitudes medidas para la correcta y oportuna actuación de todas las protecciones (s, ms, etc.). • Operación (selectividad) para distintas condiciones de falla (s, ms, etc.).

		donde está instalada y protección de respaldo.	Interruptores, y recloser).	
Continuidad	Continuidad es un término que se refiere al vínculo que mantienen aquellas cosas que están, de alguna forma en continua operación.	Es una de las características más importantes que debe tener un relevador y se refiere a una cierta cantidad de carga que se debe suministrar para el buen funcionamiento del sistema.	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia. • Nivel de accionamiento. • Arcos eléctricos. • Puestas a tierra. 	<ul style="list-style-type: none"> • Relés de protección c sobrecorriente. • Transformador. • Interruptor principal.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES

En los sistemas eléctricos de distribución, los esquemas de protección son diseñados y ajustados para proteger los equipos involucrados en el sistema realizando una coordinación que permita una selectividad adecuada y evitando interrupciones de servicio en los usuarios; razón por la cual, las empresas concesionarias actualizan constantemente sus esquemas de protección y tiempos de actuación en los equipos de protección (relés, reconectores), ante cambios en los parámetros eléctricos en el sistema como aumento de demanda, cambio de equipos, entre otros.

Se consideran los siguientes antecedentes:

- De acuerdo a Rojas (1) en los grandes sistemas de generación y transmisión de energía, donde la manipulación de ésta es masiva, las protecciones principales se diseñan para que operen con gran rapidez en cualquier tipo de falla que se produzca. Se podrán utilizar protecciones principales más lentas en sistemas de menor importancia, pero en general, en cualquier sistema, las protecciones principales deberán ser aquellas, que den la respuesta más rápida posible, compatible con las características del sistema.
- Según ALSTOM GRID (2) la protección contra el exceso de corriente fue naturalmente una de los primeros sistemas de protección que evolucionó. Basado en el principio básico que consiste en la evaluación de sobrecorriente del sistema, se

desarrolló una manera de discriminar dichas fallas. Esto no debería de confundirse con la protección por sobrecarga, la cual normalmente hace uso de relés que operan en un tiempo relacionado a la capacidad térmica del equipo que está siendo protegido. Por otro lado, la protección por sobrecorriente se avoca directamente al despeje de fallas; a pesar de que muchas veces en la configuración del relé se adopten mediciones de la protección por sobrecarga (p.9-1).

- La mayor parte de las normas de protección de las instalaciones eléctricas nos indican que no sólo deben considerarse las corrientes y tensiones debidas a las cargas de servicio, sino también las debidas a sobrecargas producidas por los cortocircuitos. Las corrientes de cortocircuito presentan valores mayores a los nominales, provocando sobrecargas térmicas y electrodinámicas elevadas aparte, las corrientes de cortocircuito que circulan por tierra pueden ser causa de tensiones e interferencias inadmisibles. Pero no sólo son importantes las corrientes máximas de cortocircuito, sino también las corrientes mínimas de cortocircuito, ya que éstas, en definitiva, son las que permiten dimensionar los dispositivos de protección de las redes. Mujal (3).
- Según el estándar IEEE C37.113-2015(5), la selección de un sistema de protección de una línea requiere la consideración de varios factores, algunos de los cuales son mutuamente excluyentes. El conocimiento de las fallas más probables, recomendaciones de proveedores de equipos, y experiencias de buena práctica puede ayudar al ingeniero de protección en la determinación de cuál de los factores merecen la mayor atención.
- En la protección de algunos componentes, particularmente en líneas de transmisión de alto voltaje, la velocidad en la actuación es crítica para preservar la estabilidad del sistema; por lo que limitar el daño del equipamiento constituye un beneficio secundario. Con los transformadores, sin embargo, el alto costo de reparación o cambio y la posibilidad de falla que involucre el incendio en equipos adyacentes en la subestación hacen que limitar el daño sea el principal objetivo. Como los dispositivos de protección son de alta velocidad y de alta sensibilidad pueden reducir el daño y consecuentemente reducir los costos de reparación (6).
- “La selección de un método de protección para una instalación dada es tanto una cuestión económica, como técnica. Una amplia gama de acondicionamiento de potencia de línea y el equipo de aislamiento está disponible. Una decisión lógica acerca de cómo proceder sólo puede hacerse con datos precisos y documentados

sobre los tipos de perturbaciones que se encuentran en el sistema de potencia. Whitaker (7).

2.2. MARCO CONCEPTUAL

2.2.1. ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA

Según Gómez (8), realizar un flujo de cargas consiste en obtener las tensiones en todos los nodos y los flujos de potencia por todos los elementos de un sistema de transporte o distribución (líneas, transformadores, reactancias y condensadores). Para ello, se toma como datos de partida el consumo e inyección de potencia en todos los nodos, salvo la potencia reactiva de los nodos regulados en tensión, que se sustituye por el módulo de la tensión regulada.

Aunque existen flujos de cargas específicamente concebidos para redes desequilibradas, en este acápite nos limitaremos al caso más común de redes equilibradas, modeladas por tanto mediante su equivalente monofásico en por unidad (p.u.).

Dado que cualquier magnitud de un circuito eléctrico queda definida una vez conocidas las tensiones complejas en todos sus nodos, el primer y más importante paso de un flujo de cargas se dedica precisamente a esta tarea. Esto implica un proceso iterativo, como consecuencia de que las restricciones de potencia impuestas en los nodos conducen a un sistema no lineal de ecuaciones. Si este primer paso tiene éxito, una serie de cálculos rutinarios posteriores permite calcular el resto de magnitudes de interés, como flujos de potencia activa y reactiva, pérdidas, etc. (p. 55).

2.2.2. ECUACIONES Y MODELAMIENTO

La solución de un flujo de cargas debe tener en cuenta, en la práctica, una serie de restricciones de contorno adicionales, las más comunes de las cuales se discuten a continuación.

Límites de reactiva en nodos PV

El dispositivo que regula la tensión de un nudo PV tiene una capacidad limitada para absorber o inyectar potencia reactiva. Si se alcanza alguno de los límites, Q^{\min}

o Q^{\max} , la tensión regulada no puede mantenerse al valor V^{esp} , con lo que el nudo pasa a ser un nudo de consumo con $Q^{\text{esp}} = Q^{\min}$ o $Q^{\text{esp}} = Q^{\max}$. Este nudo PQ es un tanto especial, pues puede volver a convertirse en nudo PV si, en una iteración k posterior, se cumple que $V^k > V^{\text{esp}}$ cuando $Q^{\text{esp}} = Q^{\max}$, o $V^k < V^{\text{esp}}$ cuando $Q^{\text{esp}} = Q^{\min}$.

En el método de Newton-Raphson en coordenadas polares, convertir un nudo PV a PQ consiste simplemente en incluir ΔQ_i en el vector de residuos y ΔV_i en el vector de estado. Esto implica cambiar la estructura del jacobiano.

En el método desacoplado rápido (FDLF) es preferible no modificar la estructura y valores de las matrices para no perder su principal ventaja. Por ello, se utiliza un método que corrige V^{esp} en cada iteración para anular en la siguiente el exceso de reactiva sobre el límite violado. Por ejemplo, si se viola el límite superior los cálculos involucrados son:

Ecuación 1

$$\begin{aligned}\Delta Q_i &= Q_i^{\max} - Q_i^k \\ \Delta V_i &= \alpha_i \Delta Q_i \\ V_i^{\text{esp}(k+1)} &= V_i^{\text{esp}(k)} + \Delta V_i\end{aligned}$$

Este procedimiento requiere calcular previamente un valor razonable para el coeficiente α_i , que refleja la sensibilidad entre V_i y Q_i . Un valor aproximado se puede obtener resolviendo el sistema.

Ecuación 2

$$B_a'' S = e_i$$

Y haciendo $\alpha_i = S_i$, donde e_i es la columna i -ésima de la matriz identidad y B_a'' es la matriz B'' aumentada con la fila y columna correspondiente al nudo i .

Transformadores reguladores

Estos dispositivos pueden modificar su relación de transformación para mantener constante el módulo de una tensión próxima o regular el flujo de reactiva que los atraviesa. Los transformadores desfasadores, mucho menos habituales, modifican el ángulo de la relación de transformación para regular el flujo de potencia activa, y en el flujo de cargas se tratan análogamente.

En el método de Newton-Raphson se incluye la toma como variable adicional en sustitución de la tensión regulada. El sistema de ecuaciones a resolver tiene la siguiente estructura:

Ecuación 3

$$\begin{bmatrix} H & N & D_P \\ M & L & D_q \end{bmatrix}^k \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V/V \\ \Delta t/t \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^k$$

Donde D_P y D_q tienen tantas columnas como transformadores reguladores haya, y sus elementos se obtienen calculando $\partial P / \partial t$ y $\partial Q / \partial t$ a partir del modelo en π del transformador. Si la toma alcanzase algunos de sus límites, el nudo regulado pasaría a PQ y la toma quedaría fija.

Para el método desacoplado rápido (FDLF), con vistas a no modificar las matrices de coeficientes, es preferible corregir el valor de la toma proporcionalmente al error actual de la tensión regulada. Si $\Delta V_i^K = V_i^{esp} - V_i^K$ es el error de tensión en la iteración k, la toma se corrige para la siguiente en la cantidad.

Ecuación 4

$$\Delta t_i^k = \alpha \Delta V_i^K$$

Donde, en ausencia de un valor más preciso, suponiendo que la toma está en el lado m, puede tomarse $\alpha=1$ para $i = m$ y $\alpha=-1$ cuando $i = n$. No se olvide que el valor final de la toma debe redondearse al escalón real más próximo.

Intercambio entre áreas

Este ajuste se realiza para conseguir que un conjunto de líneas transporte una potencia activa total especificada de antemano. Normalmente estas líneas constituyen la interconexión de un área con el resto del sistema. En el método de Newton – Raphson, esta restricción se traduce en una ecuación no lineal adicional, que obliga a que la suma de flujos de potencia activa por las líneas involucradas iguale al valor programado, P_{tot}^{esp} . Para ello, debe liberarse simultáneamente la potencia activa de uno de los generadores actúen como reguladores del intercambio, siempre que se especifique el modo en que dichos generadores se reparten el “error de área”.

Para el método desacoplado rápido (FDLF) es preferible de nuevo recurrir a la técnica que, sobre la base del error de intercambio en la iteración k , $\Delta P_{tot}^k = P_{tot}^{esp} - P_{tot}^k$, modifica la potencia total generada en el área en la cantidad:

Ecuación 5

$$\Delta P_G = \alpha \Delta P_{tot}^k$$

Donde $\alpha = 1$ es un valor razonable.

2.2.3. ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO

La corriente que fluye a través de un elemento del sistema de potencia es un parámetro que puede ser usado para detectar fallas, dado que se produce un incremento importante del flujo de corriente cuando ocurre un corto circuito.

De acuerdo a Gönen (9) son cuatro tipos de falla que pueden ocurrir en un sistema de distribución:

- Trifásica a tierra - 3ϕ
- Fase a fase (línea a línea) L-L
- Fase a fase o doble línea a tierra – MG
- Fase a tierra o una línea a tierra – SLG

La ocurrencia de los diferentes tipos de falla depende de varios factores como la configuración del circuito, la altura de los cables de tierra, métodos de aterramiento en el sistema, niveles de aislamiento relativo para tierra y entre fases, velocidad de despeje de falla, nivel isoceraunico y las condiciones atmosféricas de la zona.

Tabla 1: Tipos de fallas

TIPO DE FALLA	PORCENTAJE DE APARICIÓN
Fallas de línea a tierra	80%
Falla de fase a fase (línea a línea)	13%
Falla de dos líneas a tierra	5%
Fallas trifásicas	2%

Fuente: Tesis Wilmer, Quispe Huaranga (22)

2.2.4. DETERMINACIÓN DE LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Según Mujal (4), el cálculo de las corrientes de cortocircuito, así como las contribuciones de corriente que cada línea aporta al mismo cuando las redes están formadas por varias mallas, es largo y complejo, siendo necesarios numerosos cálculos que exigen mucho tiempo.

El procedimiento propuesto, que consiste en disponer de un "modelo de red", también llamado "red en miniatura", permite evitar este inconveniente. Como es lógico, es necesario hallar previamente y conforme a lo expuesto los valores de las resistencias o de las reactancias de cada uno de los elementos que constituyen la red real, cuyos valores vienen expresados en ohmios.

De esta forma, disponiendo de las impedancias necesarias, regulando convenientemente sus valores y agrupándolas de modo que constituyan el modelo de red propuesto, se determinarán con arreglo a los valores escogidos para dichas impedancias (que pueden ser proporcionales a los valores reales de la red) los valores de las intensidades de las diversas corrientes de cortocircuito que han de considerarse.

Los voltajes que se aplican al "modelo de red" tienen escaso valor comparado con los voltajes nominales de la misma, pero como en los circuitos de resistencias no inductivas la intensidad es siempre proporcional al valor del voltaje, con una simple proporción podrán obtenerse los verdaderos valores de las intensidades de las corrientes de cortocircuito.

El dispositivo para establecer un "modelo de red" consta de varias impedancias regulables a fin de obtener los valores necesarios de las mismas, y mediante apropiados conectores, también permite realizar las conexiones convenientes entre aquellas impedancias. Así quedará reproducida la red real en el modelo constituido del modo y con los elementos y componentes necesarios.

Las operaciones que se llevan a cabo con este modelo simplifican notablemente la determinación de las corrientes de cortocircuito en la mayoría de los supuestos que es necesario considerar.

2.2.5. IMPEDANCIA POSITIVA, NEGATIVA Y HOMOPOLAR

Las impedancias a tener presentes en los cálculos de cualquier cortocircuito se engloban tres grandes denominaciones:

- **Impedancia positiva (Z_1):** Es el cociente entre la tensión entre fase y neutro y la corriente de fase en el caso de circuitos alimentados mediante un sistema simétrico trifásico de secuencia directa (RST). Corresponde a la impedancia de servicio de líneas, a la impedancia de cortocircuito de los transformadores, bobinas y condensadores, y a la impedancia que aparece en los generadores y motores en el instante de producirse el cortocircuito.
- **Impedancia negativa (Z_2):** Es el cociente entre la tensión entre fase y neutro y la intensidad de fase en el caso de circuitos alimentados por un sistema simétrico trifásico de secuencia inversa (RTS). Al no influir el sentido del flujo giratorio en los elementos estáticos (transformadores, bobinas, condensadores, líneas, cables, etc.) las impedancias inversas coinciden con las impedancias directas. Por el contrario, las máquinas giratorias (motores y generadores) variarán su valor si son máquinas con el rotor de polos salientes.
- **Impedancia homopolar (Z_0):** Es el cociente entre la tensión entre fase y neutro y la intensidad de fase en el caso de que la alimentación provenga de una fuente de tensión monofásica. No hay forma de hallar con exactitud el valor de la impedancia homopolar si no es de forma práctica. La impedancia homopolar es similar a la impedancia directa en dispositivos como bobinas y condensadores, prácticamente igual en los transformadores y mucho menor en las máquinas giratorias. Donde realmente cambia de valor la impedancia homopolar es en las líneas de transporte de energía eléctrica, ya que la corriente homopolar es monofásica y por tanto debe de disponer de un camino de retorno, el cual se produce normalmente a través de tuberías, hilos de protección, neutro, etc. lo que hace que las impedancias homopolares de las líneas aumenten, al menos en el doble o en el triple, respecto a los valores que presentarían las mismas en secuencia directa o inversa.

La Tabla 2, muestra de forma aproximada los valores que debemos adoptar al realizar los cálculos de las impedancias de los diversos dispositivos eléctricos. Recordar que las impedancias homopolares deben hallarse de forma experimental si se desean calcular con exactitud.

Tabla 2: Valores aproximados de impedancia

DISPOSITIVO	COMPONENTE POSITIVA (Z1)	COMPONENTE NEGATIVA (Z2)	COMPONENTE HOMOPOLAR (Z0)
TRANSFORMADOR	X1	X2 = X1	X0 = X1*0.9
LÍNEA	X1	X2 = X1	X0 = 2.5*X1
MÁQUINA SÍNCRONA	X1	Turbogenerador X2 = X1 Hidroturbinas X2 = 1.2*X1	X0 = 0.4*X1 X0 = (1/6 a 3/4)*X1 Sólo con máquinas Dinámicas
MÁQUINA ASÍNCRONA	X1	X2 = X1	

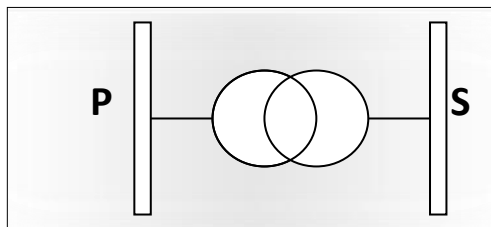
Fuente: Mujal (4)

2.2.6. CÁLCULOS DE PARÁMETROS DE CORTOCIRCUITO

2.2.6.1. Transformadores de dos devanados

Sobre la base de las características nominales del transformador, los parámetros serán calculados de la siguiente manera:

Figura 1: Diagrama Unifilar de un transformador de dos devanados



Fuente: Gómez (8)

Ecuación 6

$$X_{(+)} = X_{PU} \left(\frac{N_{B\text{ Nueva}}}{N_{B\text{ Original}}} \right) \left(\frac{V_{B\text{ Original}}}{V_{B\text{ Nueva}}} \right)^2 p.u.$$

Ecuación 7

$$X_{(-)} = X_{(+)} \quad \text{Y} \quad X_{(0)} = 0,85 X_{(+)}$$

Donde:

X_{pu} : Tensión de cortocircuito en P.U.

$X(+)$: Reactancia de secuencia positiva.

$X(-)$: Reactancia de secuencia negativa.

$X(0)$: Reactancia de secuencia cero.

2.2.6.2. Líneas de transmisión.

La impedancia de secuencia positiva es la impedancia normal de una línea de transmisión. Existen varios libros especializados en métodos de obtención de la impedancia de líneas de transmisión.

En la práctica los parámetros de las líneas de transmisión son calculados teniendo en consideración las características de los conductores y sus respectivas disposiciones en las estructuras de transmisión.

a. Cálculo de la reactancia inductiva por fase

Ecuación 8

$$X_L = 2 \pi f \left(0,5 + 4,606 \log \frac{DMG}{RMG} \right) 10^{-4} \quad \Omega / km$$

Ecuación 9

$$X_L = 0,17364 \log \frac{DMG}{RMG} \quad \Omega / km$$

Donde:

f : Frecuencia del Sistema = 60 Hz

RMG : Radio efectivo del conductor

$RMG = 0,7263 \cdot r$ para 07 alambres,

$RMG = 0,7580 \cdot r$ para 19 alambres,

Siendo r el radio exterior del conductor en mm.

DMG : Distancia Media Geométrica de los conductores,

DMG : 1511,9 mm, para una configuración trifásica, con cruceta de Madera.

DMG : 756,0 mm, para una configuración trifásica, con cruceta de C.A.

b. Cálculo exacto de la resistencia

La resistencia de los conductores se calculará a la temperatura de operación, mediante la siguiente fórmula:

Ecuación 10

$$R_{LT} = R_{20} [1 + \alpha (T - 20^\circ)] \text{ ohm/km}$$

Donde:

R_{LT} : Resistencia de operación del conductor.

R_{20} : Resistencia del conductor en c.c. a 20°C, en ohm/km.

T : Temperatura de operación del conductor.

α : Factor que depende del tipo de material.

Para $\alpha = 25^\circ\text{C}$

α : 0,00375 Para cobre duro.

α : 0,00396 Para aluminio y ACSR.

α : 0,00354 Para aldreya.

α : 0,00346 Para acero 115.

c. Cálculo de la impedancia de secuencia homopolar.

Para el cálculo de este parámetro se emplearán las fórmulas de Carson, el cual considera la ubicación del conductor ficticio bajo tierra: (De).

Ecuación 11

$$De = 658 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad m$$

Donde:

De : Profundidad de retorno equivalente (m).

ρ : Resistividad del terreno (Ω -m).

f : Frecuencia del sistema (Hz).

- Impedancia homopolar propia de los conductores (Z₀₁).**

Ecuación 12

$$Z_{01} = R_c + 0,002964 f + j 0,008676 f \log \left(\frac{De}{RMG_1} \right)$$

Donde:

Ecuación 13

$$RMG_1 = \sqrt[3]{r (DMG_{abc})^2}$$

DMG_{abc} : Distancia media de los conductores (mm).

r : Radio medio geométrico de cada conductor.

- Impedancia homopolar propia de los cables de guarda.**

Ecuación 14

$$Z_{0g} = 3 R_g + 13,084 + j 0,008676 f \log \left(\frac{De}{RMG_g} \right)$$

Donde:

Ecuación 15

$$RMG_g = \sqrt[3]{r_g (DMG_g)^2}$$

RMG_g : Radio medio geométrico de los cables de guarda (mm).

R_g : Resistencia del cable de guarda.

- **Impedancia homopolar mutua entre conductores y cable de guarda.**

Ecuación 16

$$Z_{0(m)} = 0,002964 f + j 0,008676 f \log \left(\frac{De}{RMG_{1g}} \right)$$

Donde:

Ecuación 17

$$DMG_{1g} = \sqrt[3]{(d_{ag} d_{bg} d_{cg})}$$

DMG_{1g} : Distancia media de los conductores y el cable de guarda.

- **Impedancia de secuencia homopolar de la línea de transmisión.**

Finalmente se tiene:

Ecuación 18

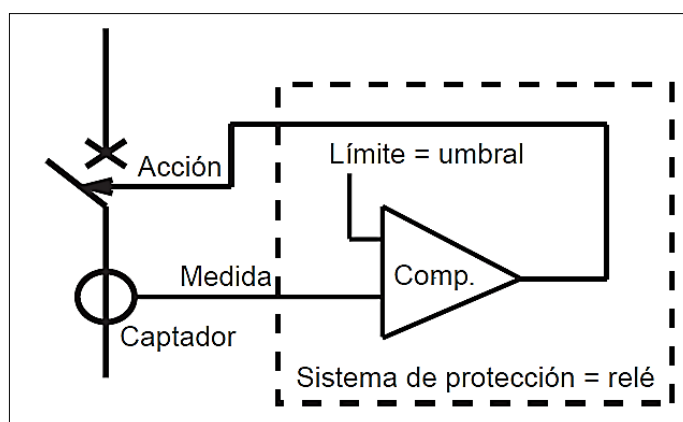
$$Z_{00} = Z_{01} - \frac{(Z_{0(m)})^2}{Z_{0g}}$$

2.2.7. PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Para definir la operación del sistema de protección, se debe considerar un ajuste que sea totalmente adaptado a todas las condiciones de operación normal del sistema eléctrico; además, se requiere una coordinación para asegurar que las fallas, el funcionamiento anormal del sistema, así como las condiciones indeseadas de los equipos sean aisladas afectando al mínimo a las partes no afectadas (20). Esto determina las características y ajustes de los equipos de protección para lograr simultáneamente en un sistema de protección eléctrica lo siguiente:

- Máxima Selectividad.
- Máxima Sensibilidad.
- Máxima Velocidad.
- Máxima Seguridad.

Figura 02: Esquema básico de sistema de protección



Fuente: (Centro de Formación Schneider Protecciones eléctricas en MT)

Los sistemas de distribución de líneas aéreas están sujetos a dos tipos de fallas eléctricas: transitorias (temporales) y permanentes, usualmente las fallas temporales ocurren cuando un conductor de una fase entra en contacto eléctrico con otra fase del sistema o con tierra momentáneamente a través de un árbol, aves u otros animales, vientos fuertes, rayos, flashovers, entre otros.

Las fallas permanentes son aquellas que requieren reparación en términos de reemplazar un conductor quemado, un fusible dañado. Así como, remover las ramas de un árbol de las líneas de distribución o el restablecimiento manual de un reconectador. Es así que el número de usuarios afectados por la falla es minimizado por una selectividad apropiada y por una adecuada ubicación de los equipos de protección en el sistema eléctrico.

Coordinar la protección significa definir los tiempos de operación de la protección para permitir la actuación debidamente priorizada de los relés de protección, minimizando los tiempos de actuación y garantizando una apropiada graduación en los tiempos de actuación de todas las protecciones, tanto las principales como las de respaldo. Gönen (9)

Los objetivos de los sistemas de protección en distribución son:

- Minimizar la duración de una falla.
- Minimizar el número de usuarios que es afectado por la falla.
- Eliminar de una forma segura los peligros tan pronto sea posible.
- Limitar las salidas de servicio, a segmentos pequeños del sistema.

2.2.7.1. Reconectador

Un reconectador es un equipo que tiene la capacidad de detectar condiciones de sobrecorriente de fase y fase-tierra, para interrumpir el circuito si la sobrecorriente persiste después de un tiempo predeterminado; luego del cual realiza un recierre automático para re-energizar la línea. Si la falla que originó la primera operación del reconectador persiste, el reconectador podría permanecer abierto luego de un determinado número de operaciones (preseteado). Con lo cual permitirá aislar la sección donde se produjo la falla del resto del sistema. Es así que el reconectador con sus características de apertura/cierre, previene que un circuito de distribución sea sacado de servicio a causa de una falla de carácter temporal (fallas de pocos segundos o ciclos). Típicamente, los reconectores están diseñados para tener tres operaciones (apertura/cierre); luego del cual se producirá una apertura

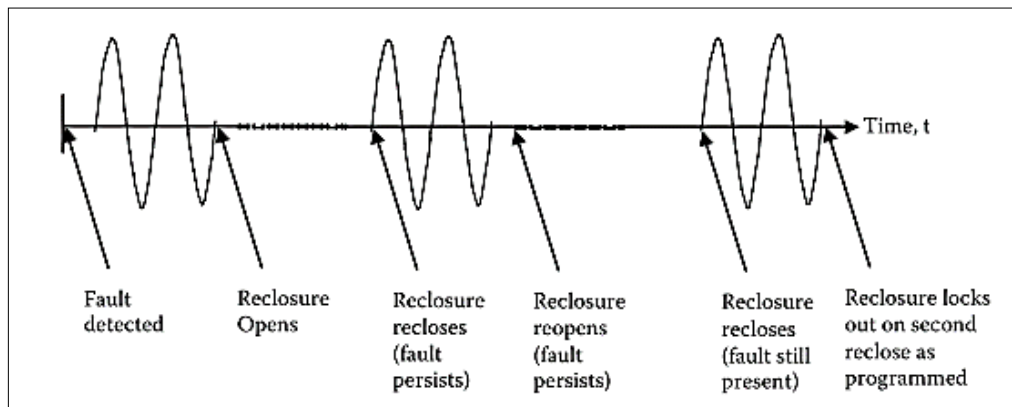
final que cierra la secuencia de funcionamiento del equipo. Gers & Holmes (10).

Figura 3: Reconector Trifásico controlado electrónicamente



Fuente: (Cooper Power System EATON, 2014)

Figura 4: Secuencia de operación del Reconector



Fuente: Momoh (11)

- La elección de los reconectores se hace en base a los siguientes criterios:
- Líneas aéreas de alimentación expuestas a elevada actividad de rayos.
- Fusibles protegiendo líneas aguas abajo.
- Gran concentración de clientes en un alimentador.

- Alimentadores radiales.
- Sistemas de redes de anillos abiertos o sistemas de redes complicadas.
- Sitios remotos de difícil acceso.
- Líneas aéreas expuestas en áreas proclives a incendios.

En redes urbanas no es recomendable efectuar recierres por el alto tráfico vehicular y/o peatonal que podrían estar cerca del defecto.

2.2.7.2. Relé de sobrecorriente entre fases y tierra (50/51, 50N/51N)

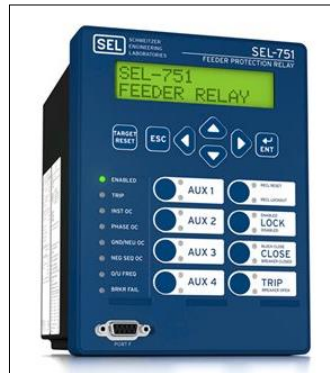
Un relé es un sistema electrónico o digital (microprocesador - controlador) que censa una falla o condición anormal (sobrecorriente, sobre voltaje, sobre frecuencia, entre otros) en el sistema de distribución; un excesivo valor genera una señal de disparo para la apertura del interruptor de potencia. Momoh (11).

Los relés de sobrecorriente entre fases y tierra se encuentran ubicados en las salidas de las subestaciones y sirven de respaldo de las protecciones ubicadas aguas abajo de la red, es decir, reconectadores y/o fusibles y por lo tanto debe coordinar con ellos.

La corriente de arranque de la protección de fase se calcula en base a las cargas que alimenta más una sobrecarga adicional que oscila entre 20 a 50% de la corriente de máxima de demanda. Los tiempos de ajuste y curvas características dependen de las corrientes de cortocircuito y la forma de la red, es por ello que no se puede dar una recomendación general en esta parte.

La corriente de arranque de la protección de tierra se calcula en base a las simulaciones de conductor caído a tierra por el lado fuente más una resistencia de falla de alta impedancia (400 Ohm).

Figura 5: Relé de Protección de Alimentador



Fuente: Recuperado de SEL <https://selinc.com/es/products/751/> (12)

2.2.7.3. Fusibles

Un fusible es un aparato de protección contra sobrecorriente, que posee un elemento que se calienta por el paso de corriente y que se destruye cuando la corriente excede un valor predeterminado. Una selección adecuada del fusible debería de aperturar el circuito por la destrucción del elemento fusible y eliminar el arco producido; a su vez, mantener la condición de circuito abierto con un voltaje nominal aplicado en sus terminales. Gers & Holmes (10).

Los fusibles son frecuentemente utilizados en los sistemas de distribución por su menor costo de instalación, es la protección más económica y por ende poco confiable, su principal defecto es el estrés térmico al que es sometido con cada falla haciendo que su característica de operación se vea disminuida o desplazada. La selección de la capacidad y tipo del elemento fusible se hace en base a la carga que protege, la magnitud de la corriente de corto circuito que va a despejar y el tiempo de operación.

Según Hadjsaïd & Sabonnadière (13), los fusibles se usan frecuentemente en las colas de los sistemas de distribución por razones económicas (los fusibles son más baratos que los reconectores). Hay dos tipos de fusibles, de acuerdo a la velocidad de operación:

- Lentos (Denotados por “T”)
- Rápidos (Denotados por “K”)

Los fusibles deben cumplir con lo siguiente:

- Eliminar los cortocircuitos en los transformadores.
- El elemento fusible no debe dañarse con corrientes de energización, tomas de carga brusca, sobrecargas de corto tiempo.
- Debe coordinar con los dispositivos ubicados aguas arriba (fusibles o reconectores).
- Proveer un grado de protección ante sobrecargas severas.

Capacidad de los fusibles para distribución

Según el estándar NEMA, los fusibles pueden llevar una carga continua de 150% de su valor nominal para elementos fusible de estaño y 100% para elementos fusible de plata.

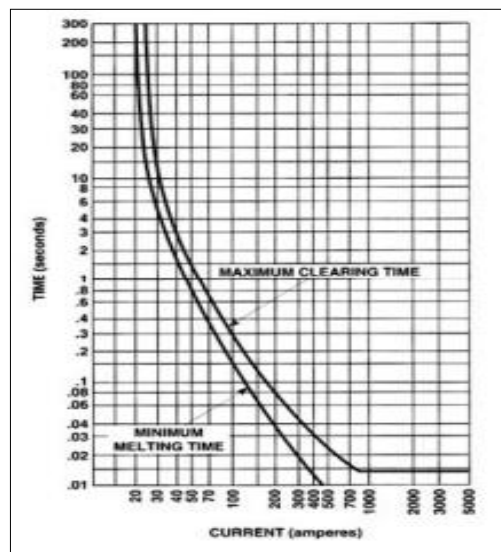
Es necesario tener presente las temperaturas extremas y las precargas que afectan las características tiempo-corriente.

Tabla 3: Capacidad continua de los fusibles

<i>In(K)</i>	<i>I Continúa(A)</i>
6	9
8	12
10	15
12	18
15	23
20	30
25	38
30	45
40	60
50	75
65	95
80	120
100	150
140	190
200	300

Fuente: Ramirez (14)

Figura 6: Curva de Tiempo – Corriente para coordinación de fusible



Fuente: Momoh (11)

2.2.7.4. Coordinación reconectador – fusible

Los criterios para determinar la coordinación del reconectador – fusible depende de la localización de estos equipos. Para una aplicación adecuada de los reconectadores en un sistema de distribución, se debe tomar en consideración los siguientes principios básicos:

- El equipo ubicado en el lado próximo a la carga, debe despejar una falla permanente o temporal antes que el equipo ubicado en el lado fuente interrumpa el circuito (fusibles) o se active el bloqueo del reconectador.
- Las salidas de servicio causados por fallas permanentes, deben estar restringidas a pequeñas secciones del sistema.

Estos principios básicos influyen en la selección de las curvas de operación y la secuencia de ambos equipos ubicados en el lado fuente o en el lado carga, y la ubicación general de estos equipos en el sistema de distribución.

Coordinación con fusibles ubicados en el lado carga

La máxima coordinación entre el reconectador y los fusibles ubicados en el lado de la carga es generalmente obtenida por el ajuste del reconectador para dos operaciones rápidas, seguidas por dos operaciones temporizadas. Para una mejor ilustración, la apertura del primer recierre permite despejar aproximadamente un 70% de fallas temporales, y la segunda apertura, aproximadamente un 10% más. Si las fallas son repetitivas o permanentes, los fusibles se fusionan para despejar antes que el recierre opere una tercera o cuarta vez.

La coordinación se consigue, pero en un menor grado, con una operación rápida seguida por tres operaciones temporizadas. Esta secuencia, también debe despejar aproximadamente el mismo porcentaje de fallas durante la apertura del primer recierre, pero probablemente es más usado cuando existen seccionalizadores automáticos en puntos intermedios entre el reconectador y los fusibles.

Estas dos reglas gobiernan el uso de fusibles como equipos de protección ubicados en el lado carga de los reconectadores:

Para todos los valores de corriente de falla próximos a los fusibles, el tiempo mínimo de fusión del fusible debe ser mayor que el tiempo de despeje por la operación rápida del reconectador, multiplicados por un factor. El factor de multiplicación, provee un margen de seguridad entre el tiempo de despeje de la curva rápida del reconectador y el tiempo de fusión del fusible, a fin de prevenir daños o fatiga de los fusibles. La

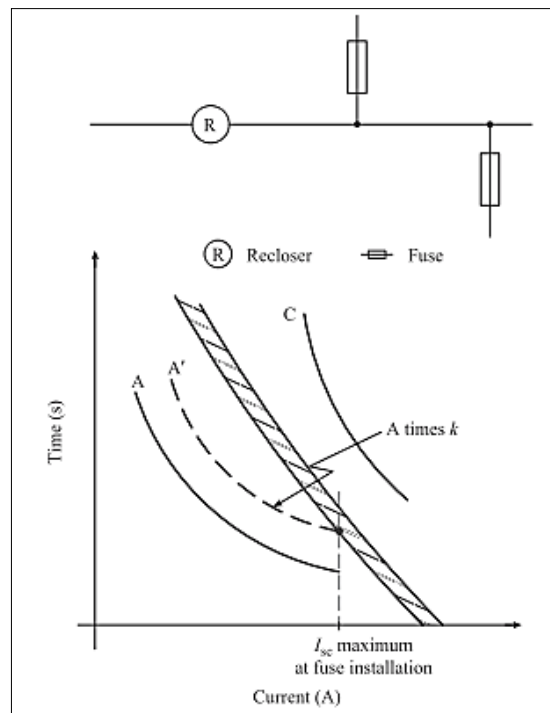
magnitud del factor de multiplicación varía con el número de operaciones rápidas y los intervalos de tiempo de recierre entre operaciones rápidas, según se muestra en la Tabla 04. El factor k es usado para multiplicar los valores de tiempo de las curvas rápidas del recloser.

Tabla 4: Tiempos de reconexión y factores “k” de multiplicación

Reclosing time in cycles	Multipliers for	
	One fast operation	Two fast operations
25–30	1.25	1.80
60	1.25	1.35
90	1.25	1.35
120	1.25	1.35

Fuente: Gers & Holmes (10)

Figura 7: Criterio de coordinación Reconectador – Fusible (Lado de Carga)



Fuente: Gers & Holmes (10)

Para todos los valores de corriente de falla en la sección protegida por los fusibles, el máximo tiempo de despeje de los fusibles no debe ser mayor que el tiempo de despeje temporizado del reconectador. Si las curvas son muy próximas al reconectador puede disparar cuando los

fusibles han operado, pero este reconectará, retornando el servicio al sistema remanente.

Los rangos de coordinación entre el reconectador y los fusibles son fijados por las dos reglas indicadas arriba.

La regla 1 establece la máxima. Corriente de coordinación, mientras que la regla 2 establece la mínima corriente de coordinación. La máxima corriente es la corriente mostrada donde la curva mínima de fusión de los fusibles intersecta la curva de referencia, obtenida del producto de la curva de operación rápida del reconectador y el factor de multiplicación. La corriente mínima es a la intersección de la curva de operación total de los fusibles y la curva temporizada del reconectador. Si el tiempo máximo de despeje de los fusibles no intersecta y se extiende por debajo de la curva temporizada del reconectador, el mínimo punto de coordinación es la corriente mínima de disparo del reconectador.

2.2.8. DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE POWER FACTORY DIGSILENT

El programa de cálculo Power Factory DigSILENT es una herramienta de ingeniería asistida por computadora. Ha sido diseñado como un paquete de software avanzado integrado e interactivo dedicado al análisis y control de los sistemas de potencia para la optimización del planeamiento y operación de los sistemas eléctricos.

Los módulos fueron diseñados y desarrollados por programadores e ingenieros calificados con muchos años de experiencia en los campos del análisis de los sistemas eléctricos de potencia y la programación de software. La exactitud y validez de los resultados obtenidos con este programa computacional han sido confirmadas a lo largo de numerosas implementaciones, realizadas por instituciones involucradas en el planeamiento y operación de los sistemas de potencia.

2.2.8.1. Análisis de protección de sistemas de potencia

De acuerdo al manual de usuario, las características del módulo de protección de este software se implementaron teniendo en cuenta las siguientes premisas. DIgSILENT (15):

El modelamiento de las protecciones debe de ser lo más reales posibles.

El usuario debe de ser capaz de crear librerías complejas de equipos de protección o modificar las ya existentes.

Todos los modelos de protección pueden actuar como switches.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1. METODOLOGÍA Y ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1. METODOLOGÍA

El sistema eléctrico de una subestación de potencia (S.E. Chimbote Norte), continuamente presenta incremento en su demanda eléctrica, por lo tanto, los ajustes de protección de los alimentadores y de la subestación están sujetos a esos incrementos de demanda; modificando la coordinación de protecciones en la SET y líneas de transmisión asociadas. Asimismo, las concesionarias tienen la obligación según norma de proporcionar continuidad de suministro eléctrico al usuario final.

Esta tesis desarrolló los criterios técnicos a considerar mediante una investigación explicativa, además de analítica; debido a que en el proceso de estudio se adquirió mediante la base del conocimiento de los sistemas eléctricos de potencia generales y de experiencia en la coordinación de protección

3.1.2. ALCANCES DE LA INVESTIGACIÓN

La detección de fallas en subestaciones y líneas de transmisión localizadas en el sistema eléctrico de la subestación Chimbote Norte, requiere de una correcta coordinación de protecciones, por consiguiente, se analizará los criterios a tener en cuenta, de igual forma se analizará el comportamiento del sistema eléctrico en

estado estacionario y que le permita mantener operando sin inconvenientes, bajo regímenes de estabilidad y coordinación de protecciones.

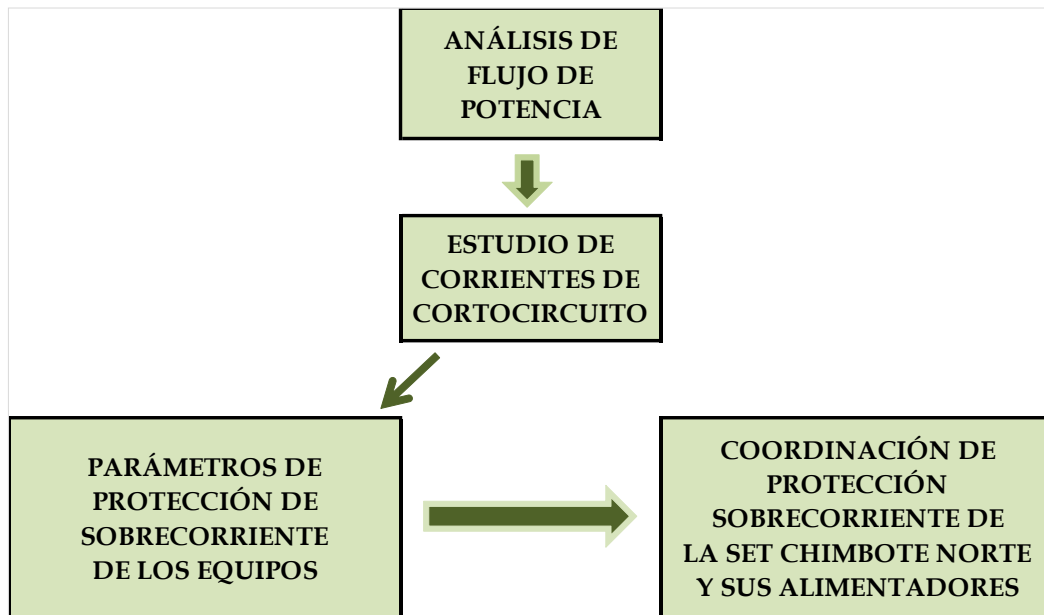
Por todo lo mencionado líneas arriba deseo investigar los siguientes tópicos:

- a. Los fenómenos que ocurren en la subestación Chimbote Norte debido al análisis de sobrecorriente.
- b. Los problemas de coordinación de protecciones de sobrecorriente que se presentan en los alimentadores de la subestación Chimbote Norte.
- c. Criterios necesarios para mantener el sistema eléctrico Chimbote Norte con la coordinación de protecciones de sobrecorriente que aseguren la continuidad de suministro y protección de equipamiento.
- d. Las corrientes de corto circuito máximas y mínimas que se presentan en la subestación Chimbote Norte

3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Se realizó el análisis de flujo de potencia y el estudio de corrientes de cortocircuito. Con la información de estos estudios se obtuvieron los ajustes de tiempo de sobrecorriente de los equipos de protección del sistema eléctrico Chimbote Norte; que nos permitió realizar la coordinación de los equipos de protección (Relé, reconectores y fusibles) de la S.E. y de sus alimentadores.

Figura 8: Etapas de la Investigación



De la figura 08, se deduce que los parámetros de los equipos, influyen en la coordinación de protección de sobrecorriente de la subestación Chimbote Norte y sus alimentadores.

3.3. POBLACIÓN Y MUESTRA

Para seleccionar una muestra acerca del proyecto, lo primero que hay que definir es la unidad de análisis (personas, organizaciones, comunidades, situaciones o eventos, etc.); el sobre qué o quiénes se recolectó los datos del planteamiento del problema a investigar y de los alcances del estudio.

Para el proceso cualitativo la muestra es un sub grupo de la población de interés sobre el cual se recolectó los datos y que se definió con precisión.

Para el análisis del presente estudio se definió lo siguiente:

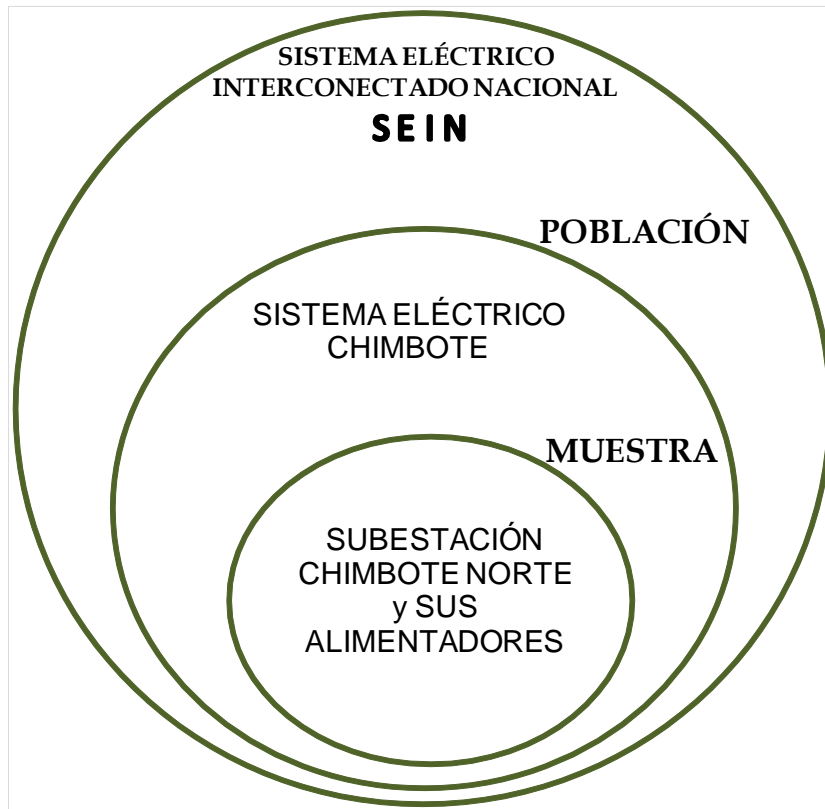
Población:

El sistema de eléctrico Chimbote.

Muestra:

Subestación Chimbote Norte y sus alimentadores.

Figura 9: Población y Muestra



3.4. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

El proceso de recolección de datos implicó elaborar un plan detallado de procedimientos que nos condujo a reunir datos relevantes para lograr los objetivos planteados en el presente estudio.

Los datos requeridos para elaborar el estudio están presentados en archivos digitales, de las cuales nos interesa principalmente los parámetros eléctricos que definen el sistema eléctrico de la muestra.

El trabajo se realizó en el sistema eléctrico Chimbote Norte, ya que se contó con la información técnica requerida. Las simulaciones se efectuaron utilizando el programa computacional utilizado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), DIgSILENT Power Factory versión 14.1.

Finalmente, la hipótesis se contrastó y validó mediante resultados de las simulaciones elaboradas con el software eléctrico. En cuanto a las técnicas de investigación la tesis se desarrollará primeramente en base a:

- **Fuentes primarias:** Recopilación de campo de todos los parámetros eléctricos del equipamiento de la subestación de potencia Chimbote norte y de sus alimentadores e información proporcionada por Hidrandina.
- **Fuentes secundarias:** Normas, textos, revistas, estándares (IEEE) documentos, etc., también haré uso del internet para proveerme de experiencias a otro nivel; las razones que me llevaron a elegir esta técnica de investigación es la pequeña experiencia que tengo en sistemas eléctricos de potencia; y con este trabajo de tesis pienso ahondar aún más mis conocimientos.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

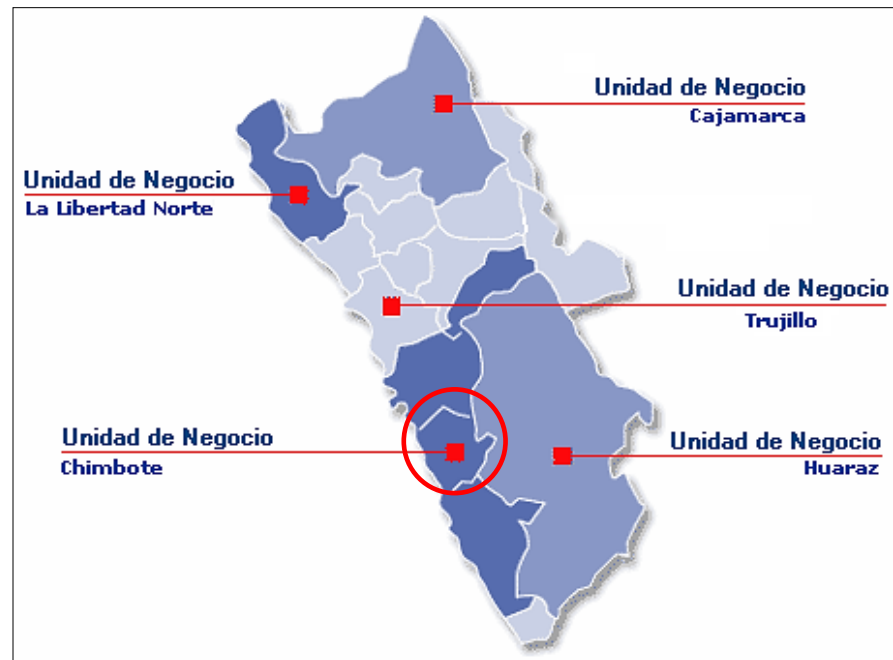
4.1. GENERALIDADES

4.1.1. ANTECEDENTES

Hidrandina S.A. es una empresa de servicio público de economía mixta que opera en el rubro electricidad, pertenece al grupo Distriluz y forma parte de las empresas que se encuentran bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE). Además, la empresa desarrolla actividades de generación y transmisión de energía eléctrica, aunque en menor medida que las de distribución y comercialización que constituye su principal actividad. Hidrandina (16)

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) mediante Resolución N° 775-2007-OS/CD establece la norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”; asimismo con resolución N° 217-2013-OS/CD también establece la norma de “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión”. En este contexto Hidrandina S.A. realizó un estudio para sustentar el plan de inversiones en transmisión correspondiente al periodo 2013-2017, el cual contempla un estudio de mercado eléctrico con una proyección de demanda eléctrica.

Figura 10: Unidades de Negocio



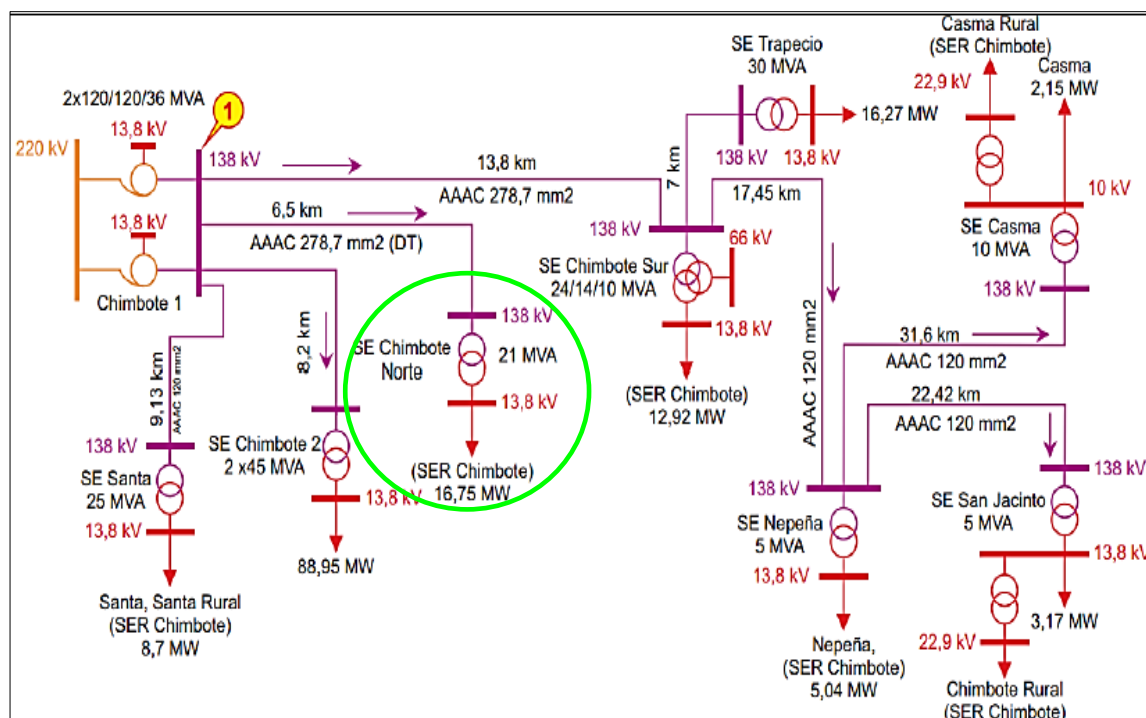
Fuente: Hidrandina (17)

4.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

4.2.1. DESCRIPCIÓN GENERAL

El sistema eléctrico de Chimbote Norte, pertenece al área de demanda 3 correspondiente a Hidrandina, se conecta a la Barra Chimbote 1 (138 kV) a través de la línea de transmisión L-1108 en 138 kV de aproximadamente 6.5 km de distancia.

Figura 11: Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico Chimbote



Fuente: Hidrandina

La subestación de potencia Chimbote Norte está equipada con un transformador trifásico de dos devanados de $138\pm 8 \times 1.25\%$ / 13.8 kV, con una potencia de 21/26 MVA ONAN/ONAF; el mismo que cuenta con los siguientes alimentadores; el detalle de toda la subestación se puede apreciar en los Diagramas Unifilares del Anexo 01.

Tabla 5: Alimentadores S.E. Chimbote Norte

SE	CÓDIGO	ALIMENTADOR
CHIMBOTE NORTE	CHN011	PARDO
	CHN012	OLAYA
	CHN013	HUMBOLDT
	CHN021	INDUSTRIAL
	CHN022	FLORIDA
	CHN024	8va NORTE
	CHN025	9na NORTE
	CHN901	Servicios Auxiliares

4.2.2. CONFIGURACIÓN DE TENSIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El sistema eléctrico de la S.E. Chimbote Norte cuenta con las siguientes configuraciones en los diferentes niveles de tensión; cabe mencionar que en el nivel de 13.8 kV, se cuenta con un transformador Zig-Zag que sirve para ofrecer un camino a la corriente de falla, de tal manera, que una falla de fase a tierra en un sistema delta, se puede detectar e interrumpir.

Tabla 6: Configuración según niveles de tensión

Nivel de Tensión (kV)	Tipo de Configuración
138	Estrella neutro aterrado
13.8	Delta

4.2.3. DEMANDA DE LA S.E. CHIMBOTE NORTE

La demanda de los alimentadores de la subestación fue obtenida de información proporcionada por Hidrandina.

Tabla 7: Demanda de la S.E. Chimbote norte por alimentadores

Alimentador	Año: 2017		Año: 2018	
	Escenario Actual		Escenario Propuesto	
	MaxDem(MW)	MinDem(MW)	MaxDem(MW)	MinDem(MW)
CHN011	3.7239	0.3261	4.7309	0.4143
CHN024	0.4419	0.261	4.7309	0.4143
CHN025	0.2737	0.0388	0.3477	0.0493
CHN021	3.3078	0.5608	4.2022	0.7124
CHN013	2.2099	0.4515	2.8075	0.5735
CHN012	4.5405	1.8668	5.7683	2.3715
CHN022	1.7554	0.5528	2.2301	0.7023
TOTAL S.E. Chimbote Norte	21.6088	4.6646	27.4521	5.926

De la tabla podemos verificar que el incremento de la demanda de la situación actual frente a la situación propuesta es de 78%.

4.3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS

4.3.1. PARÁMETROS DEL TRANSFORMADOR

Para el desarrollo del presente estudio se ha utilizado la siguiente información obtenida de los datos de placa.

IMPEDANCIA DE TRANSFORMADORES

Para el cálculo de flujo de potencia y cortocircuito se ha asumido la siguiente impedancia:

Transformadores entre 6.3 a 40 MVA

Impedancia de cortocircuito % = 8 - 10

Tabla 8: Parámetros del Transformador S.E. Chimbote Norte

POTENCIA NOMINAL (MVA)	TENSIÓN NOMINAL (KV)		TENSIÓN DE CORTOCIRCUITO (%)	GRUPO DE CONEXIÓN
ONAN/ONAF	HV	LV	Vcc	
21 / 26	138 ± 8 x 1.25 %	13.8	10.3 / 14.1	Ynd1

Tabla 9: Parámetros del Transformador Zig –Zag S.E. Chimbote Norte

POTENCIA NOMINAL (KVA)	TENSIÓN NOMINAL (KV)	IMPEDANCIA HOMOPOLAR / FASE	CONEXIÓN	CORRIENTE NOMINAL / FASE (Amp)	RESISTENCIA DE ATERRAMIENTO Ohm
ONAN		Ohm			
250	13.8	10.66	Zn0	31.4 / 3	26.56

4.3.2. PARÁMETROS DE LÍNEA

En la Tabla 10 se muestra la información de la línea que está comprendida entre la barra Chimbote 1 y Chimbote Norte en 138 kV.

Tabla 10: Parámetros de Línea de Transmisión

CÓDIGO	kV	CONDUCTOR				R(+)	X(+)	B(+)	R(0)	X(0)	B(0)
		SECCIÓN (mm ²)	TIPO	AMP	LONG (Km)	Ohm/Km	Ohm/Km	uS/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	Ohm/Km
L1108	138	300	AAAC	600	6.50	0.123	0.469	3.389	0.470	1.365	2.000

4.3.3. PARÁMETROS DE LA RED EQUIVALENTE

Para la obtención de la red equivalente nos basamos en la base de datos del Sistema Interconectado Nacional (SEIN) proporcionado por el COES – SINAC, software DIgSILENT Power Factory, validando la información que se encuentra en la base antes mencionada con la proporcionada por HIDRANDINA.

Se ha utilizado la siguiente información obtenida de las demandas en Avenida Máxima (28 de enero a las 20 h), Avenida Mínima (28 de enero a las 4 horas), Estiaje Máximo (18 de mayo a las 19:30 horas) y Estiaje Mínimo (18 de mayo a las 4:30 horas) del 2017 del reporte diario, así mismo la proyección de demandas para la situación propuesta.

Tabla 11: Equivalentes de red en avenida máxima y mínima – 2017 (Escenario Actual)

EQUIVALENTES DE RED 2017									
AVENIDA MÁXIMA									
SET	Cortocircuito Trifásico		Cortocircuito Monofásico		R/X	Z2/Z1	X0/X1	R0/X0	Tensión de Operación (p.u.)
	Skss (MVA)	Ikss(kA)	Skss (MVA)	Ikss(kA)					
Chimbote Norte	1418.020	5.933	486.446	6.105	0.13	1.01	0.89	0.21	1.026
AVENIDA MÍNIMA									
SET	Cortocircuito Trifásico		Cortocircuito Monofásico		R/X	Z2/Z1	X0/X1	R0/X0	Tensión de Operación (p.u.)
	Skss (MVA)	Ikss(kA)	Skss (MVA)	Ikss(kA)					
Chimbote Norte	1390.267	5.816	479.570	6.019	0.13	1.02	0.87	0.21	1.003

Tabla 12: Equivalentes de red en estiaje máxima y mínima - 2017 (Escenario actual)

EQUIVALENTES DE RED 2017									
AVENIDA MÁXIMA									
SET	Cortocircuito Trifásico		Cortocircuito Monofásico		R/X	Z2/Z1	X0/X1	R0/X0	Tensión de Operación (p.u.)
	Skss (MVA)	Ikss(kA)	Skss (MVA)	Ikss(kA)					
Chimbote Norte	1443.210	6.038	492.435	6.181	0.13	1.01	0.91	0.21	1.010
AVENIDA MÍNIMA									
SET	Cortocircuito Trifásico		Cortocircuito Monofásico		R/X	Z2/Z1	X0/X1	R0/X0	Tensión de Operación (p.u.)
	Skss (MVA)	Ikss(kA)	Skss (MVA)	Ikss(kA)					
Chimbote Norte	1335.361	5.587	466.350	5.853	0.13	1.02	0.84	0.21	1.006

Tabla 13: Equivalentes de red en avenida máxima y mínima - 2018 (Escenario propuesto)

EQUIVALENTES DE RED 2018									
AVENIDA MÁXIMA									
SET	Cortocircuito Trifásico		Cortocircuito Monofásico		R/X	Z2/Z1	X0/X1	R0/X0	Tensión de Operación (p.u.)
	Skss (MVA)	Ikss(kA)	Skss (MVA)	Ikss(kA)					
Chimbote Norte	1520.627	6.362	510.678	6.780	0.13	1.01	0.95	0.21	1.005
AVENIDA MÍNIMA									
SET	Cortocircuito Trifásico		Cortocircuito Monofásico		R/X	Z2/Z1	X0/X1	R0/X0	Tensión de Operación (p.u.)
	Skss (MVA)	Ikss(kA)	Skss (MVA)	Ikss(kA)					
Chimbote Norte	1493.819	6.250	504.435	6.331	0.14	1.01	0.94	0.21	0.989

Tabla 14: Equivalentes de red en estiaje máxima y mínima – 2018 (Escenario propuesto)

EQUIVALENTES DE RED 2018									
AVENIDA MÁXIMA									
SET	Cortocircuito Trifásico		Cortocircuito Monofásico		R/X	Z2/Z1	X0/X1	R0/X0	Tensión de Operación (p.u.)
	Skss (MVA)	Ikss(kA)	Skss (MVA)	Ikss(kA)					
Chimbote Norte	1520.676	6.362	510.789	6.411	0.13	1.01	0.89	0.22	1.009
AVENIDA MÍNIMA									
SET	Cortocircuito Trifásico		Cortocircuito Monofásico		R/X	Z2/Z1	X0/X1	R0/X0	Tensión de Operación (p.u.)
	Skss (MVA)	Ikss(kA)	Skss (MVA)	Ikss(kA)					
Chimbote Norte	1459.900	6.110	496.741	6.235	0.13	1.01	0.91	0.21	0.994

4.3.4. FACTOR DE POTENCIA

En la Tabla 15 se muestra el factor de potencia por alimentadores:

Tabla 15: Factor de Potencia por Alimentadores

S.E.	Alimentador	Fp(max)	Fp(min)
CHIMBOTE NORTE	CHN012	0.90	0.90
	CHN022	0.94	0.92
	CHN021	0.93	0.90
	CHN011	0.90	0.92
	CHN013	0.92	0.89
	CHN024	0.93	0.88
	CHN025	0.95	0.93

4.4. AJUSTES ACTUALES DE RELÉS DE PROTECCIÓN

En las siguientes tablas muestro los ajustes actuales:

Tabla 16: Ajustes actuales de sobrecorriente de fases de los relés

PROTECCIÓN DE FASE			Ajuste Umbral 1			Ajuste Umbral 2			Dirección
Ubicación	Relé	TC	I>	T>	Curva 1	I>>	T>>	Curva 2	
TRANSFORMADOR CHN LADO 138 kV	GE F650	200/1	0.65	1.70	ANSI VI	-	-	-	-
TRANSFORMADOR CHN LADO 13.8 kV	GE F650	1200/5	4.5	0.29	ANSI VI	-	-	-	-
AMT CHN 012 - OLAYA	GE F650	600/5	4	0.07	IEC Curva B	35	0	DT	-
AMT CHN 022- FOLRIDA	GE F650	600/5	4	0.70	IEC Curva B	40	0	DT	-
AMT CHN 021- INDUSTRIAL	GE F650	600/5	4	0.70	IEC Curva B	40	0	DT	-
AMT CHN 011- PARDO	GE F650	600/5	4	0.70	IEC Curva B	40	0	DT	-
AMT CHN 013- HUMBOLDT	GE F650	600/5	4	0.70	IEC Curva B	40	0	DT	-
AMT CHN 024- 8VA NORTE	GE F650	600/5	4	0.70	IEC Curva B	40	0	DT	-
AMT CHN 025- 9NA NORTE	GE F650	600/5	4	0.70	IEC Curva B	40	0	DT	-
TRANSFORMADOR ZIG-ZAG	GE F650	300/5	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 17: Ajustes actuales de sobrecorriente de tierra de los relés

PROTECCIÓN DE TIERRA			Ajuste Umbral 1			Ajuste Umbral 2			Dirección
Ubicación	Relé	TC	Io>	To>	Curva 1	Io>>	To>>	Curva 2	
TRANSFORMADOR CHN LADO 138 kV	GE F650	200/1	0.15	1.00	IEC Curva A	-	-	-	-
TRANSFORMADOR CHN LADO 13.8 kV	GE F650	1200/5	-	-	-	-	-	-	-
AMT CHN 012 - OLAYA	GE F650	600/5	-	-	-	-	-	-	-
AMT CHN 022- FOLRIDA	GE F650	600/5	-	-	-	-	-	-	-
AMT CHN 021- INDUSTRIAL	GE F650	600/5	-	-	-	-	-	-	-
AMT CHN 011- PARDO	GE F650	600/5	-	-	-	-	-	-	-
AMT CHN 013- HUMBOLDT	GE F650	600/5	-	-	-	-	-	-	-
AMT CHN 024- 8VA NORTE	GE F650	600/5	-	-	-	-	-	-	-
AMT CHN 025- 9NA NORTE	GE F650	600/5	0.15	0.24	IEC Curva A	0.12	2	DT	-
TRANSFORMADOR ZIG-ZAG	GE F650	300/5	0.15	0.24	IEC Curva A	0.12	2.5	DT	-

Tabla 18: Ajustes actuales de los reclosers

PROTECCIÓN DE FASE Y TIERRA					Ajuste Umbral 1			Ajuste Umbral 2		
Ubicación	RLC	TC		MD	I>	T>	Curva 1	I>>	T>>	Curva 2
CHN 9NA NORTE	LOS PINOS	1000/1	FASE	FAST	0.15	0.05	IEC S Inv	2	0.01	DT
				SLOW	0.15	3	ANSI V Inv			
			TIERRA	FAST	0.05	0.05	DT	2	0.01	DT
				SLOW	0.05	0.05	DT			
CHN INDUSTRIAL	LOS PATOS	1000/1	FASE	FAST	0.15	0.05	IEC S Inv	2	0.01	DT
				SLOW	0.15	3	ANSI V Inv			
			TIERRA	FAST	0.05	0.05	DT	2	0.01	DT
				SLOW	0.05	3	DT			

4.5. ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA

4.5.1. METODOLOGÍA Y CRITERIOS

Con el estudio de flujos potencia (análisis de estado estacionario) se busca verificar el perfil de tensiones de la barra, la cargabilidad de equipos, las pérdidas técnicas, la distribución de los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas y transformadores de potencia; es decir el desempeño del sistema eléctrico con toda la red disponible en cada uno de los escenarios operativos modelados, permitiendo identificar tensiones fuera de rango y sobrecargas.

Los resultados del análisis de estado estacionario serán evaluados bajo las recomendaciones establecidas en la Normal Técnica de Calidad de Servicios

Eléctricos (NTCSE) y el Procedimiento N° 20 –(Ingreso, Modificación y Retiro de instalaciones del SEIN). (18)

Niveles de tensiones admisibles en barra.

Operación normal : $\pm 5\% V_n$

Operación ante contingencias : $+5\% V_n$ y $-10\% V_n$ ($V_n \leq 138 \text{ kV}$)

Sobrecargas en líneas de transmisión y transformadores de potencia.

Operación normal : $100\% S_n$ (S_n : Potencia Nominal).

Operación ante contingencias : $120\% S_n$

4.5.2. ESCENARIOS

Se analizan los flujos de potencia para el año actual y proyectado 2018, mediante el análisis de estado estacionario para observar el desempeño del sistema eléctrico los cuales se han considerado los siguientes escenarios:

*** Avenida**

- Máxima demanda
- Mínima demanda

*** Estiaje**

- Máxima demanda
- Mínima demanda

4.5.3. RESULTADOS DE LOS NIVELES DE TENSIÓN

Del análisis de estado estacionario se obtuvieron los siguientes resultados de los niveles de tensión en barras de los alimentadores de distribución de la subestación Chimbote Norte para el año 2018

4.5.3.1. Subestación Chimbote norte

En las Tablas 19 y 20 se muestra la cargabilidad y los niveles de tensión en barras de la subestación Chimbote Norte para el año 2018 actual y proyectado.

Tabla 19: Perfil de Tensión Subestación Chimbote Norte

REPORTE DE TENSIONES EN LAS BARRAS EN LA SUBESTACIÓN CHIMBOTE NORTE									
AÑOS	Tensión Nominal (kV) (Barra)	Avenida				Estiaje			
		Máxima Demanda		Mínima Demanda		Máxima Demanda		Mínima Demanda	
		Tensión (kV)	Tensión (pu)	Tensión (kV)	Tensión (pu)	Tensión (kV)	Tensión (pu)	Tensión (kV)	Tensión (pu)
2017	Barra 138 kV	141.59	1.03	138.41	1.00	139.38	1.01	138.83	1.01
	Barra 13.8 kV	13.82	1.00	13.52	0.98	13.77	1.00	13.74	1.00
2018	Barra 138 kV	138.69	1.01	136.48	0.99	139.24	1.01	137.17	0.99
	Barra 13.8 kV	13.86	1.00	13.81	1.00	13.72	0.99	13.7	0.99

Tabla 20: Reporte de Cargabilidad de la Subestación Chimbote Norte

REPORTE DE CARGABILIDAD DE LA SUBESTACIÓN CHIMBOTE NORTE				
AÑOS	Avenida		Estiaje	
	Máxima Demanda	Mínima Demanda	Máxima Demanda	Mínima Demanda
	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)	Cargabilidad (%)
2017	93.73	20.08	95.27	20.02
2018	124.07	25.29	123.85	24.14

4.6. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO

Un aspecto importante a considerar en la operación y planificación de los sistemas eléctricos es su comportamiento en condiciones normales; sin embargo, también es relevante observarlo en el estado transitorio; es decir, ante una contingencia. Esta condición transitoria en las instalaciones se debe a distintas causas y una gran variedad de ellas está fuera del control humano.

Ante ello los equipos y/o sistemas pueden sufrir daños severos temporales o permanentes en condiciones de falla. Por lo tanto, es necesario definir equipos y esquemas de protección adecuados al momento de diseñar las instalaciones, de tal forma que se asegure el correcto

desempeño de la red eléctrica, apoyada por los dispositivos de monitoreo, detección y señalización.

Debido a lo indicado, se hace indispensable realizar estudios de corto circuito para determinar los niveles de corriente ante fallas, las cuales permiten obtener información necesaria para seleccionar correctamente la capacidad de los equipos en función de los requerimientos mínimos que deben cumplir y así soportar los efectos de las contingencias. Sin embargo, la presencia de fallas es una situación indeseable en un sistema eléctrico, pero lamentablemente no se pueden prever pues se presentan eventualmente teniendo diversos orígenes, por lo que, ante estas condiciones, se debe estar en posibilidad de conocer las magnitudes de las corrientes de corto circuito en todos los puntos de la red.

4.6.1. METODOLOGÍA Y CRITERIOS

Los cálculos de corrientes de cortocircuito se realizan basados en la norma IEC 60909 titulada como “Cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos AC”, en la cual se hace alusión, entre otras, al cálculo de corriente de cortocircuito máxima. Para el cálculo de esta corriente se considera que la tensión de punto de falla es de 1.10 p.u. Éste cálculo sirve de referencia para determinar la capacidad requerida de los equipos eléctricos. (19)

En este método se desprecian las impedancias de carga y la corriente de prefalla, si considera el aporte corriente de cortocircuito de los motores; se omiten las admitancias shunt (efecto capacitivo de líneas y cables) de la red de secuencia positiva pero estas admitancias shunt si se consideran para la red de secuencia cero.

Los resultados de los cálculos de cortocircuito se presentan en diagramas unifilares similares a los empleados para presentar los flujos de carga del Análisis de Estado Estacionario, y contienen, para cada tipo de falla, el valor de la corriente simétrica inicial de cortocircuito (I_k''), la cual es el valor RMS de la componente simétrica de la corriente de cortocircuito esperada y que aparece en el instante de la falla, si la impedancia permanece en el valor que tiene en el tiempo cero. También se presenta la potencia aparente inicial simétrica (S_k'') que corresponde a la siguiente expresión:

$$S_k'' = \sqrt{3} * U_n * I_k'' \quad (37)$$

4.6.2. ESCENARIOS

El cálculo de corrientes de cortocircuito máximos se realiza para fallas trifásicas, bifásicas a tierra y fallas monofásicas, en los siguientes escenarios:

- Escenario N° 1: Avenida máxima demanda 2017.
- Escenario N° 2: Estiaje máxima demanda 2017.
- Escenario N° 3: Avenida máxima demanda 2018.
- Escenario N° 4: Estiaje máxima demanda 2018.

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y DISCUSIÓN DEL ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

5.1. CRITERIOS PARA LA COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

La coordinación entre los diversos relés de protección de sobrecorriente se ha realizado mediante la definición de sus ajustes, tanto de corriente como de tiempo, de modo tal que se obtenga la mejor selectividad posible.

5.1.1. CONSIDERACIONES

Para los ajustes mencionados, se siguió las siguientes consideraciones:

- Todos los ajustes se han verificado, para la condición más desfavorable, que corresponde a las corrientes de falla máxima. Por corriente de falla máxima para los ajustes de los dispositivos de protección de fallas entre fases, se consideró el evento de un cortocircuito trifásico en la condición de máxima demanda del sistema. Con la simulación de este evento se determina el tipo de curva y el tiempo de arranque de las funciones de protección entre fases. Los ajustes de estos dispositivos de protección de fallas entre fases han sido verificados para que no operen con la corriente de carga de los equipos y con la corriente de inserción de los alimentadores.
- Para el caso de fallas a tierra se han simulado fallas en diferentes puntos de la red en estudio. Para fallas en zonas relativamente alejadas del punto de

ubicación del relé de protección las corrientes toman valores relativamente pequeños. Los casos más críticos se presentan cuando se simulan fallas en los extremos más alejados con impedancia de contacto de 400 Ohm. Con los valores obtenidos en las simulaciones se determina el tipo de curva y la corriente de arranque para cada dispositivo.

- Para el ajuste de sobrecorriente de fases y tierra se ha escogido la curva de tiempo inverso (Muy inverso y Extremadamente inverso) de operación en los alimentadores esto debido a que tienen afinidad para coordinar con fusibles cut-out.
- El intervalo de tiempo de coordinación entre dispositivos de protección es aproximadamente de 200ms, pero para equipos de la misma marca e igual modelo por experiencia este margen se puede recortar hasta los 150m.

5.2. COORDINACIÓN Y AJUSTES DE LAS PROTECCIONES

Para realizar la coordinación de sobrecorriente de fases se ha desarrollado con las corrientes de corto circuito generada entre fases, asimismo la coordinación de protecciones de sobrecorriente de tierra con la corriente de corto circuito generada entre fase-tierra.

Para la coordinación de los fusibles solo se realizó para la situación propuesta; asimismo, las curvas de selectividad de los reconectores existentes son propuestas.

En los siguientes acápite se presenta la selectividad con los ajustes existentes y propuestos de protección de sobrecorriente de fases de los dispositivos de protección en 13.8 kV.

Cabe señalar que con la finalidad de lograr una adecuada selectividad y márgenes adecuados de selectividad se realizaron algunas modificaciones en alguno de los ajustes existentes de las protecciones.

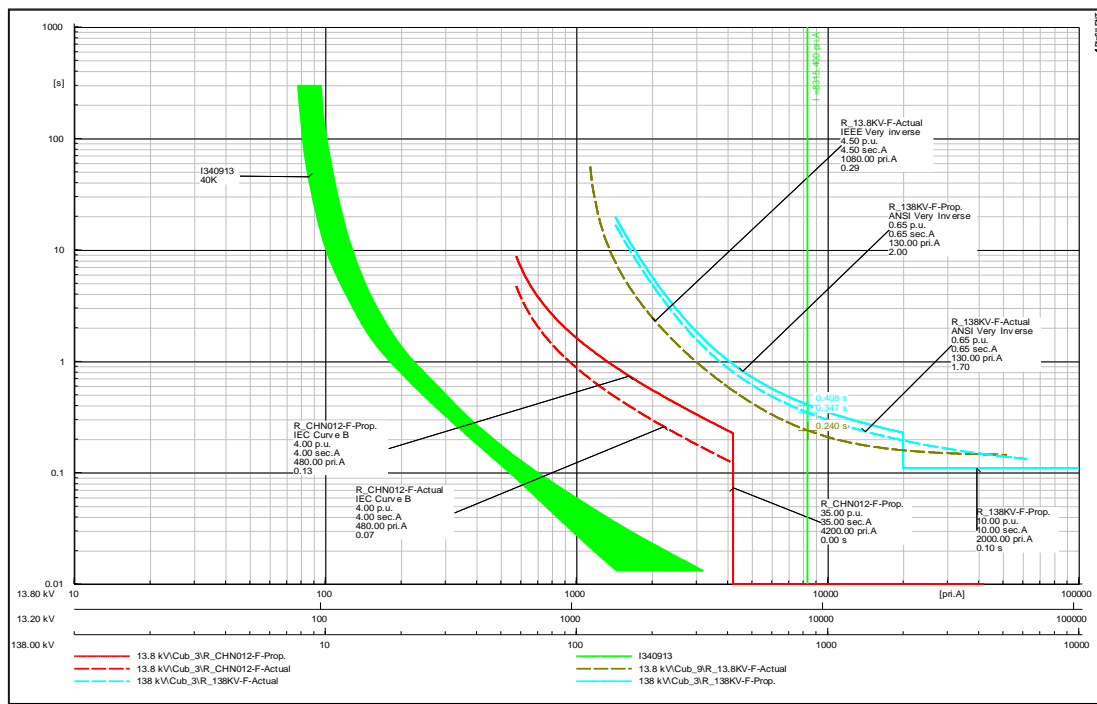
Tabla 21: Ajustes del Alimentador CHN011 – Fases

Relé Modelo	Código.	kV	TC	I>	Curva	t>	I>>	t>>
GE F650	R_138kV	138	200/1	130.00	ANSI VI	2.00	2000	0.10
GE F650	R_13.8kV	13.8	1200/5	1080.00	IEEE VI	0.29	-	-
GE F650	R-CHN011	13.8	600/5	480.00	IEC-B	0.13	4800	0.00

5.2.1.2. Alimentador CHN012

En la figura 13, se muestra la selectividad con los ajustes existentes y propuestos de protección de sobrecorriente de fases de los dispositivos de protección en 13.8kV asociados al alimentador CHN012 indicando las máximas corrientes de cortocircuito trifásico.

Figura 13: Coordinación de alimentador CHN012-Fases



De la figura 13 y de las fallas de cortocircuito trifásicas máximas se observa que:

Existe un margen de coordinación 240ms entre los relés R_CHN012 y R_13.8kV lo cual se considera adecuado.

Así mismo existe un margen de 168ms entre los relés R_13.8kV y R_138kV esto cuando se simula una falla trifásica frente al relé del alimentador R_CHN012. *

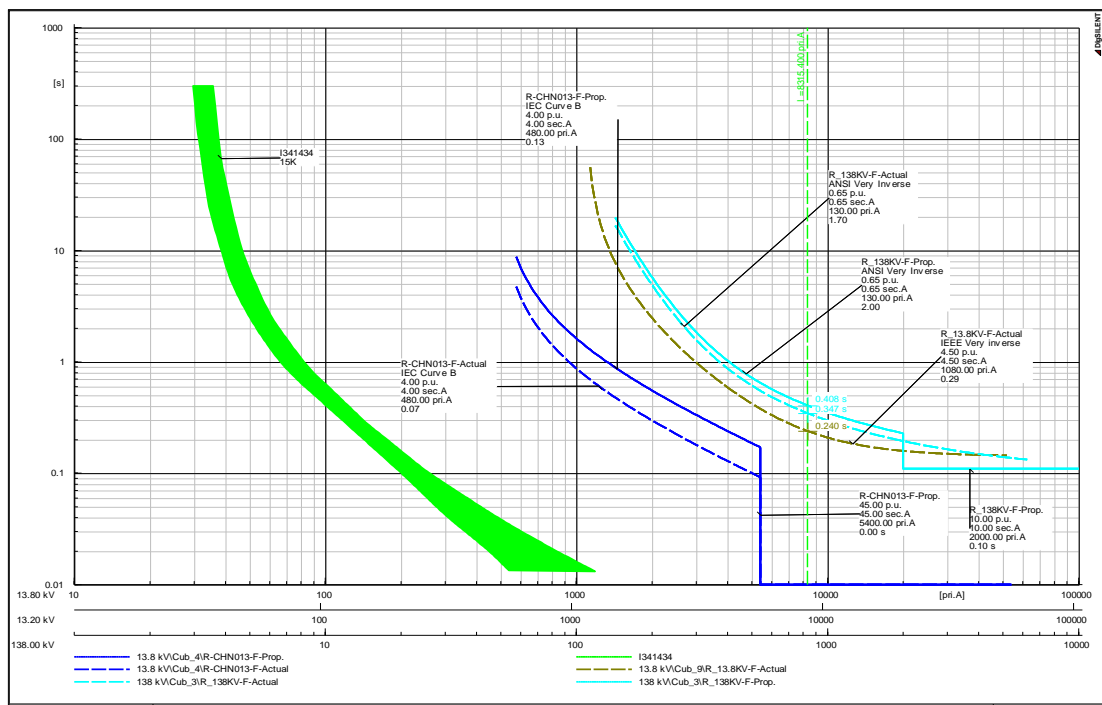
Tabla 22: Ajustes del Alimentador CHN012 – Fases

Relé Modelo	Código.	kV	TC	I>	Curva	t>	I>>	t>>
GE F650	R_138kV	138	200/1	130.00	ANSI VI	2.00	2000	0.10
GE F650	R_13.8kV	13.8	1200/5	1080.00	IEEE VI	0.29	-	-
GE F650	R-CHN012	13.8	600/5	480.00	IEC-B	0.13	4200	0.00

5.2.1.3. Alimentador CHN013

En la figura 14, se muestra la selectividad con los ajustes existentes y propuestos de protección de sobrecorriente de fases de los dispositivos de protección en 13.8kV asociados al alimentador CHN013 indicando las máximas corrientes de cortocircuito trifásico.

Figura 14: Coordinación de alimentador CHN013-Fases



De la figura anterior y de las fallas de cortocircuito trifásicas máximas se observa que:

- Existe un margen de coordinación 240ms entre los relés R_CHN013 y R_13.8kV lo cual se considera adecuado.
- Así mismo existe un margen de 168ms entre los relés R_13.8kV y R_138kV esto cuando se simula una falla trifásica frente al relé del alimentador R_CHN013.*

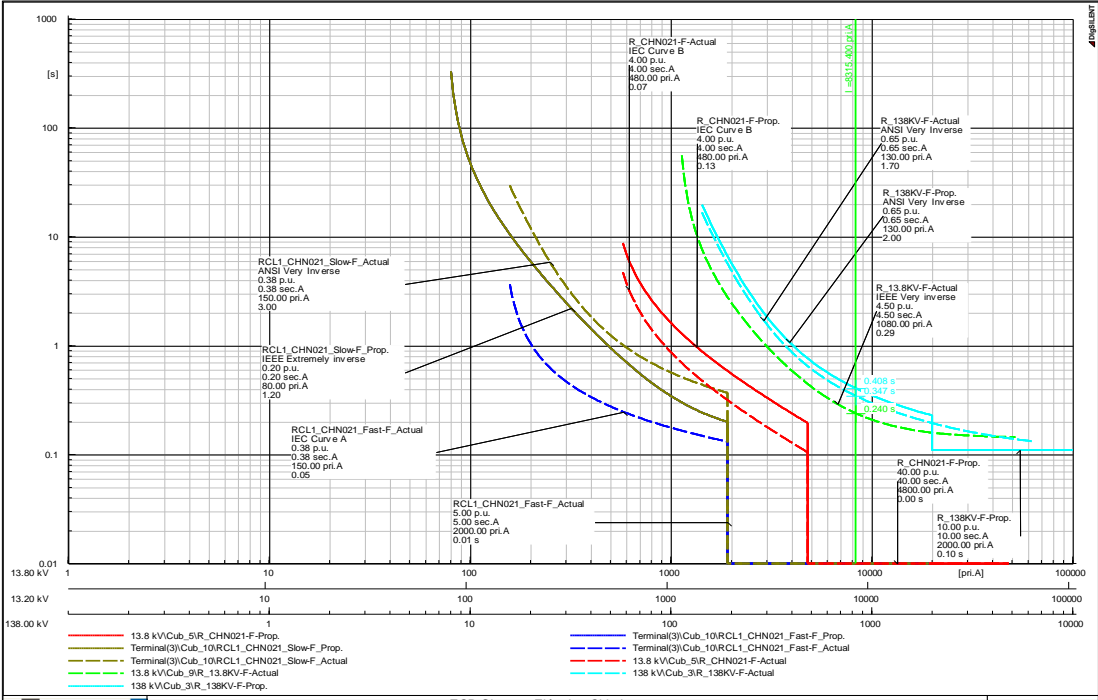
Tabla 23: Ajustes del alimentador CHN013 – Fases

Relé Modelo	Código.	kV	TC	I>	Curva	t>	I>>	t>>
GE F650	R_138kV	138	200/1	130.00	ANSI VI	2.00	2000	0.10
GE F650	R_13.8kV	13.8	1200/5	1080.00	IEEE VI	0.29	-	-
GE F650	R-CHN013	13.8	600/5	480.00	IEC-B	0.13	5400	0.00

5.2.1.4. Alimentador CHN021

En la figura 15, se muestra la selectividad con los ajustes existentes y propuestos de protección de sobrecorriente de fases de los dispositivos de protección en 13.8kV asociados al alimentador CHN021 indicando las máximas corrientes de cortocircuito trifásico.

Figura 15: Coordinación de alimentador CHN021-Fases



De la figura 15 y de las fallas de cortocircuito trifásicas máximas se observa que:

- Existe un margen de coordinación 240ms entre los relés R_CHN021 y R_13.8kV lo cual se considera adecuado.
- Así mismo existe un margen de 168ms entre los relés R_13.8kV y R_138kV esto cuando se simula una falla trifásica frente al relé del alimentador R_CHN021.*

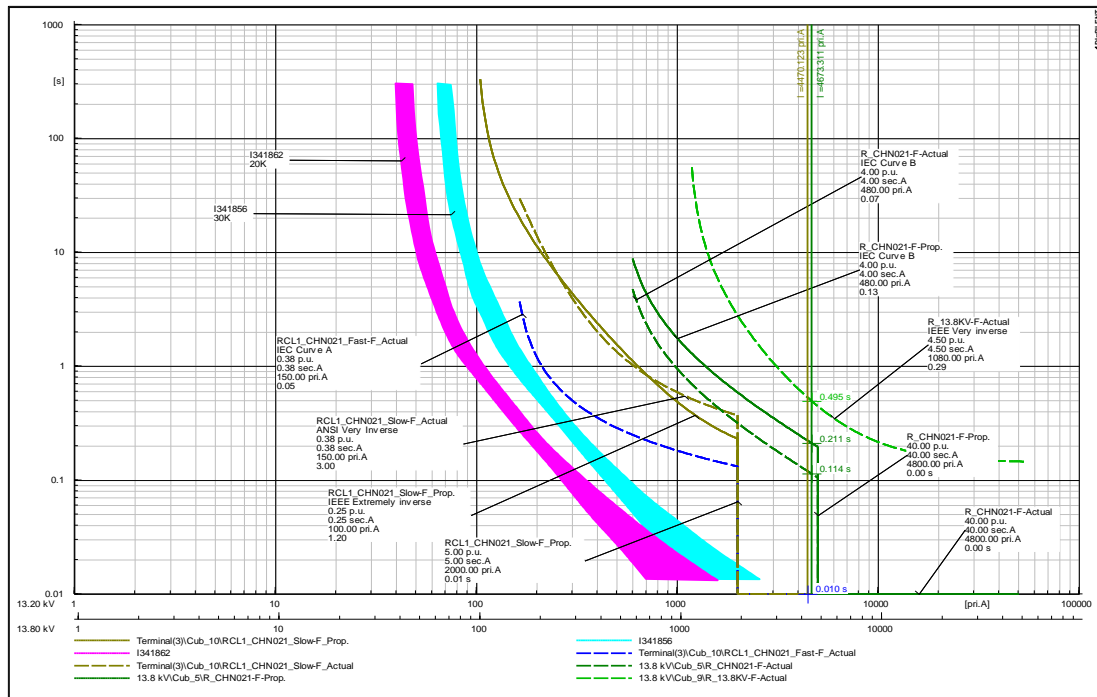
Tabla 24: Ajustes del Alimentador CHN021 – Fases

Relé Modelo	Código.	kV	TC	I>	Curva	t>	I>>	t>>
GE F650	R_138kV	138	200/1	130.00	ANSI VI	2.00	2000	0.10
GE F650	R_13.8kV	13.8	1200/5	1080.00	IEEE VI	0.29	-	-
GE F650	R-CHN021	13.8	600/5	480.00	IEC-B	0.13	4800	0.00

5.2.1.5. Alimentador CHN021-R 138 R 13.8 R RCL1 CHN021

En la figura 16, se muestra la selectividad con los ajustes existentes y propuestos de protección de sobrecorriente de fases de los dispositivos de protección en 13.8kV asociados al alimentador CHN021 indicando las máximas corrientes de cortocircuito trifásico.

Figura 16: Coordinación de reconectador CHN021-Fases



De la figura anterior y de las fallas de cortocircuito trifásicas máximas se observa que:

Existe un margen de coordinación 211ms entre el recloser RCL1 y el relé del alimentador R_CHN021 lo cual se considera adecuado.

Así también este relé tiene un margen de coordinación de 284 ms con el relé de la barra R_13.8kV, esto cuando se simula una falla trifásica frente al recloser RCL1.

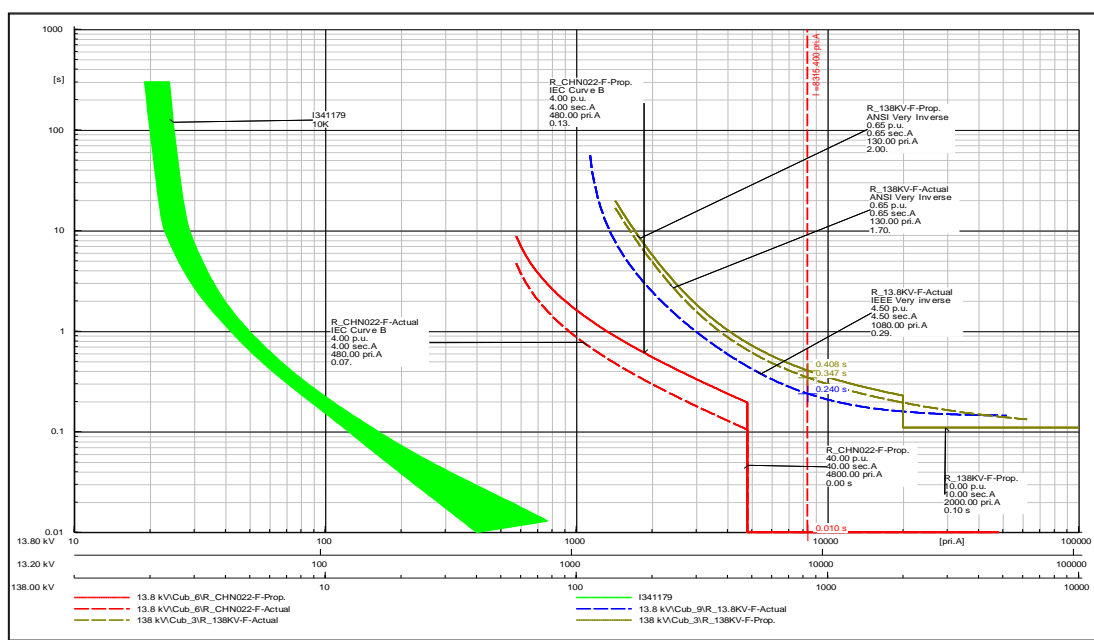
Tabla 25: Ajustes del reconectador CHN021 – Fases

Relé Modelo	Código.	kV	TC	I>	Curva	t>	I>>	t>>
GE F650	R_13.8kV	13.8	1200/5	1080.00	IEEE VI	0.29	-	-
GE F650	R-CHN021	13.8	600/5	480.00	IEC-B	0.13	4800	0.00
RCL-ENTEC	RCL1	13.8	400/1	100.00	IEC-C	1.20	2000	0.01

5.2.1.6. Alimentador CHN022

En la figura 17, se muestra la selectividad con los ajustes existentes y propuestos de protección de sobrecorriente de fases de los dispositivos de protección en 13.8kV asociados al alimentador CHN022 indicando las máximas corrientes de cortocircuito trifásico.

Figura 17: Coordinación de alimentador CHN022-Fases



De la figura 17 y de las fallas de cortocircuito trifásicas máximas se observa que:

- Existe un margen de coordinación 240ms entre los relés R_CHN022 y R_13.8kV lo cual se considera adecuado.

- Así mismo existe un margen de 168ms entre los relés R_13.8kV y R_138kV esto cuando se simula una falla trifásica frente al relé del alimentador R_ CHN022.*

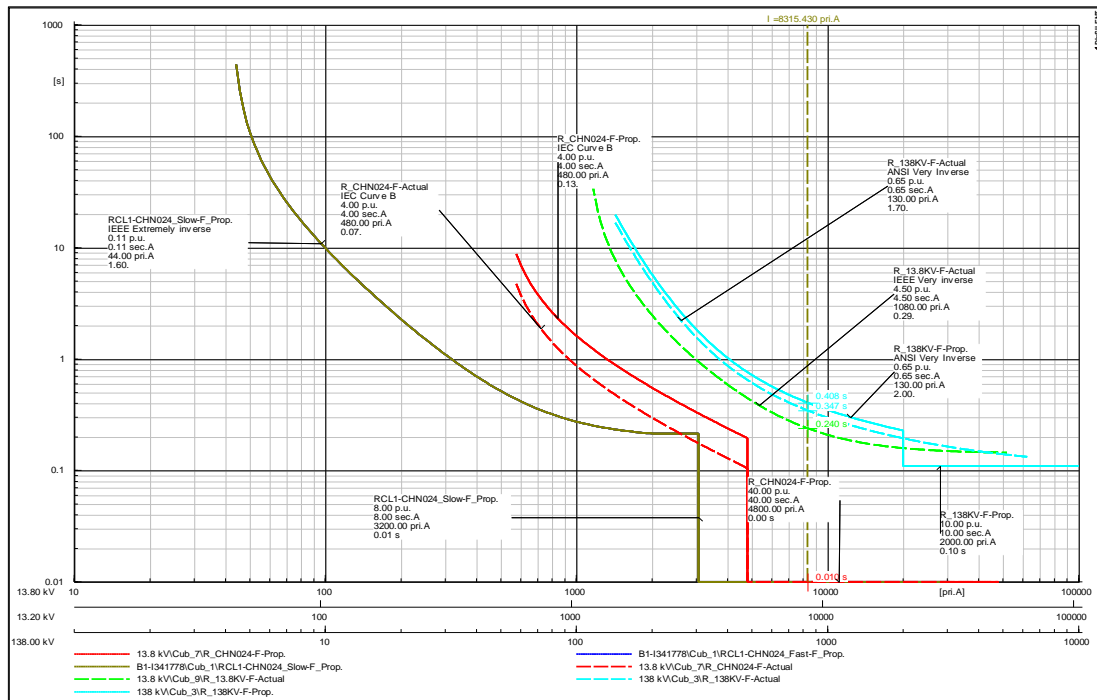
Tabla 26: Ajustes del alimentador CHN022 – Fases

Relé Modelo	Código.	kV	TC	I>	Curva	t>	I>>	t>>
GE F650	R_138kV	138	200/1	130.00	ANSI VI	2.00	2000	0.10
GE F650	R_13.8kV	13.8	1200/5	1080.00	IEEE VI	0.29	-	-
GE F650	R-CHN022	13.8	600/5	480.00	IEC-B	0.13	4800	0.00

5.2.1.7. Alimentador CHN024

En la figura 18, se muestra la selectividad con los ajustes existentes y propuestos de protección de sobrecorriente de fases de los dispositivos de protección en 13.8kV asociados al alimentador CHN024 indicando las máximas corrientes de cortocircuito trifásico.

Figura 18: Coordinación de alimentador CHN024-Fases



De la figura anterior y de las fallas de cortocircuito trifásicas máximas se observa que:

- Existe un margen de coordinación 240ms entre los relés R_CHN024 y R_13.8kV lo cual se considera adecuado.
- Así mismo existe un margen de 168ms entre los relés R_13.8kV y R_138kV esto cuando se simula una falla trifásica frente al relé del alimentador R_CHN024.*

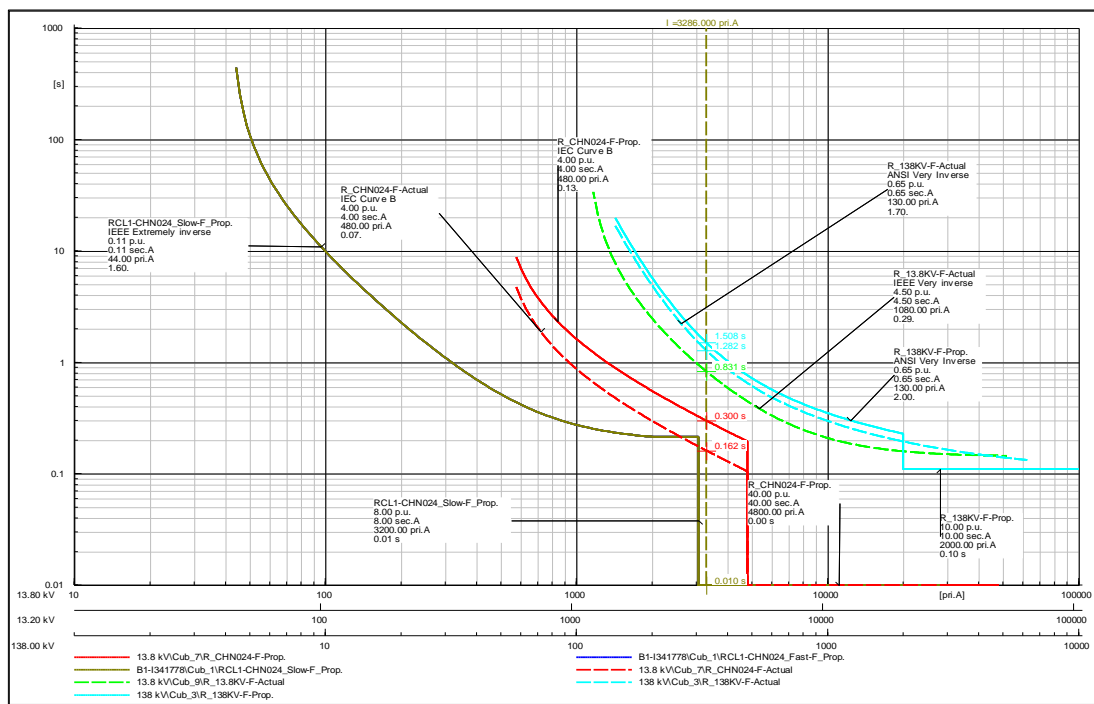
Tabla 27: Ajustes del Alimentador CHN024 – Fases

Relé Modelo	Código.	kV	TC	I>	Curva	t>	I>>	t>>
GE F650	R_138kV	138	200/1	130.00	ANSI VI	2.00	2000	0.10
GE F650	R_13.8kV	13.8	1200/5	1080.00	IEEE VI	0.29	-	-
GE F650	R-CHN022	13.8	600/5	480.00	IEC-B	0.13	4800	0.00

5.2.1.8. Alimentador CHN024-R 138 R 13.8 R RCL1 CHN024

En la figura 19, se muestra la selectividad con los ajustes existentes y propuestos de protección de sobrecorriente de fases de los dispositivos de protección en 13.8kV asociados al alimentador CHN024 indicando las máximas corrientes de cortocircuito trifásico.

Figura 19: Coordinación de reconectador CHN024-Fases



De la figura anterior y de las fallas de cortocircuito trifásicas máximas se observa que:

- No se muestra el reconectador San Miguel con ajustes actuales, Hidrandina no proporcionó los ajustes actuales, en el trabajo de campo se tuvo problemas de comunicación con el reconectador.
- Existe un margen de coordinación de 290 ms entre el recloser RCL1 y el relé del alimentador R_CHN024 lo cual se considera adecuado. Así también este relé tiene un margen de coordinación de 531 ms con el relé de la barra R_13.8kV, esto cuando se simula una falla trifásica frente al recloser RCL1.

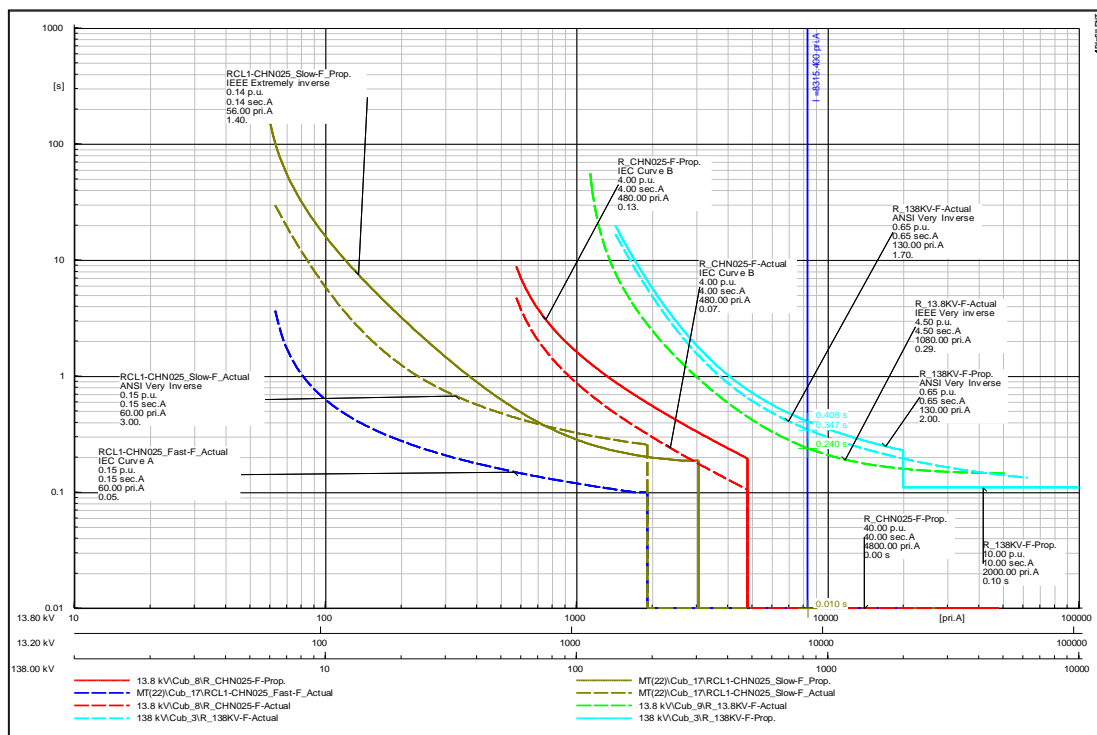
Tabla 28: Ajustes del reconectador CHN024 – Fases

Relé Modelo	Código.	kV	TC	I>	Curva	t>	I>>	t>>
GE F650	R_138kV	138	200/1	130.00	ANSI VI	2.00	2000	0.10
GE F650	R_13.8kV	13.8	1200/5	1080.00	IEEE VI	0.29	-	-
GE F650	R-CHN024	13.8	600/5	480.00	IEC-B	0.13	4800	0.00
RCL-ENTEC	RLC1	13.8	400/1	44	IEEE EI	1.60	3200	0.01

5.2.1.9. Alimentador CHN025

En la figura 20, se muestra la selectividad con los ajustes existentes y propuestos de protección de sobrecorriente de fases de los dispositivos de protección en 13.8kV asociados al alimentador CHN025 indicando las máximas corrientes de cortocircuito trifásico.

Figura 20: Coordinación de alimentador CHN025-Fases



De la figura anterior y de las fallas de cortocircuito trifásicas máximas se observa que:

- Existe un margen de coordinación 240ms entre los relés R_CHN025 y R_13.8kV lo cual se considera adecuado.
- Así mismo existe un margen de 168ms entre los relés R_13.8kV y R_138kV esto cuando se simula una falla trifásica frente al relé del alimentador R_CHN025. *

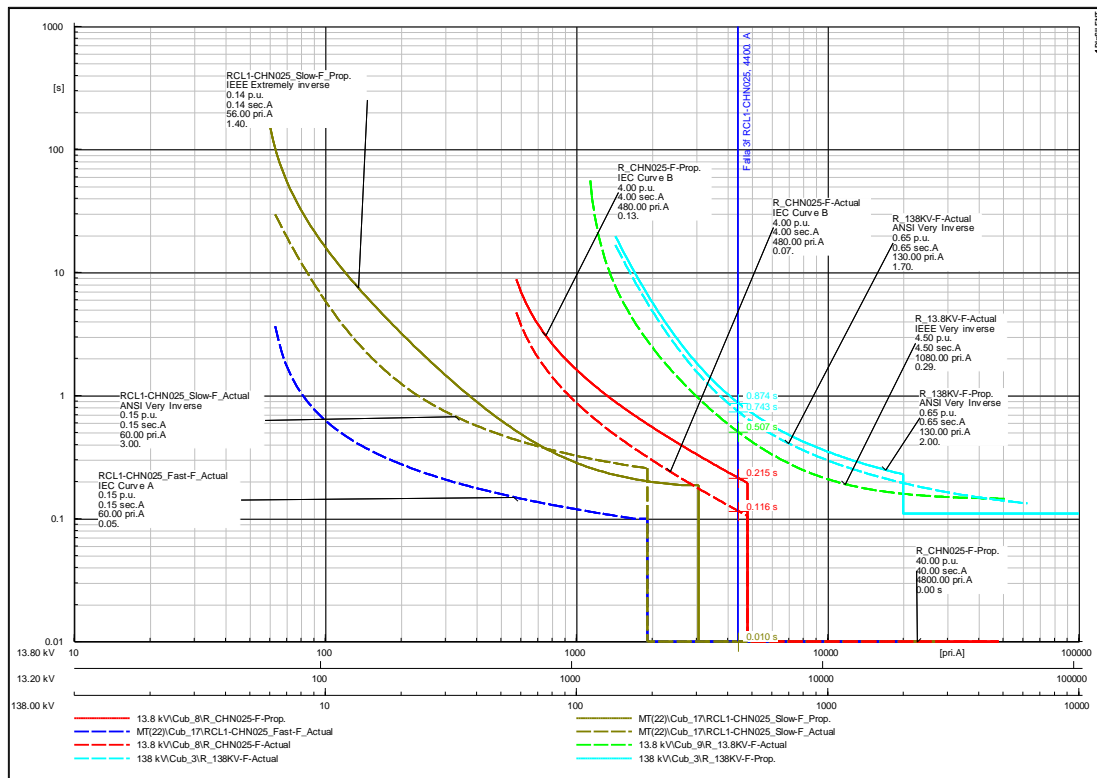
Tabla 29: Ajustes del alimentador CHN025 – Fases

Relé Modelo	Código.	kV	TC	I>	Curva	t>	I>>	t>>
GE F650	R_138kV	138	200/1	130.00	ANSI VI	2.00	2000	0.10
GE F650	R_13.8kV	13.8	1200/5	1080.00	IEEE VI	0.29	-	-
GE F650	R-CHN025	13.8	600/5	480.00	IEC-B	0.13	4800	0.00

5.2.1.10. Alimentador CHN025-R 138 R 13.8 R RCL1 CHN025

En la figura 21, se muestra la selectividad con los ajustes existentes y propuestos de protección de sobrecorriente de fases de los dispositivos de protección en 13.8kV asociados al alimentador CHN025 indicando las máximas corrientes de cortocircuito trifásico.

Figura 21: Coordinación de Reconectador CHN025-Fases



De la figura anterior y de las fallas de cortocircuito trifásicas máximas se observa que:

- Existe un margen de coordinación de 205 ms entre el recloser RCL1 y el relé del alimentador R_CHN025 lo cual se considera adecuado.
- Así también este relé tiene un margen de coordinación de 292 ms con el relé de la barra R_13.8kV, esto cuando se simula una falla trifásica frente al recloser RCL1.

Tabla 30: Ajustes del reconectador CHN025 – Fases

Relé Modelo	Código.	kV	TC	I>	Curva	t>	I>>	t>>
GE F650	R_138kV	138	200/1	130.00	ANSI VI	2.00	2000	0.10
GE F650	R_13.8kV	13.8	1200/5	1080.00	IEEE VI	0.29	-	-
GE F650	R-CHN025	13.8	600/5	480.00	IEC-B	0.13	4800	0.00
RCL-ENTEC	RLC1	13.8	400/1	56	IEEE EI	1.40	3200	0.01

5.2.2. SELECCIÓN DE FUSIBLES

5.2.2.1. Transformadores de distribución

Para la selección de los fusibles, que se recomienda instalar en los transformadores y en las derivaciones que alimentan un solo transformador, se tomaron en cuenta lo siguiente:

- La corriente nominal.
- La corriente de energización.
- La curva de daño térmico del transformador.
- La corriente de carga fría.

5.2.2.2. Líneas de distribución

Para la selección de los fusibles, que se van a instalar en las líneas que alimentan más de un transformador, se tomaron en cuenta lo siguiente:

- La corriente nominal total
- Los resultados de flujo de potencia

- La corriente de cortocircuito en la ubicación del fusible
- Tiempos de operación (mínimum meelting y total clearing) para las corrientes de cortocircuito en el punto de ubicación del fusible.
- Curvas de operación de los relés, reconectores y demás fusibles ubicados en la red de distribución.
- La corriente de carga fría.

5.2.2.3. Línea troncal

Se ha verificado durante la operación del sistema de distribución, que la pérdida de una fase en una red cargada (troncal) podría provocar la operación del relé de tierra del alimentador por aparición de corriente de neutro debido al desbalance. Por lo que no es recomendable hacer coordinación con fusibles en troncales o redes cargadas. Lo dicho anteriormente va de la mano con que los alimentadores involucrados en el presente estudio tienen presencia de grandes ramales de cargas monofásicas y esto ocasiona que en varios sectores se tengan grandes desbalances de corriente.

Los fusibles ubicados entre dos recloser; ante fallas en su zona de influencia se fusionan y despejan la falla pero no discriminan si es una falla temporal o permanente con lo cual perjudican la función de recierre de los recloser; es por esta situación que los fusibles ubicados entre dos recloser van a ser usados solo como de maniobra con un valor igual a 200K.

5.2.3. SELECCIÓN DE FUSIBLES - RAMALES

Los fusibles se adecuan a la protección de ramales radiales y se debe tener en cuenta la corriente de carga en el fusible, la corriente de cortocircuito y las curvas de las funciones del recloser más próximo. Así mismo, el estar sometido a efectos electrodinámicos de fallas los elementos fusibles pierden sus propiedades y sus características de operación Tiempo – Corriente, introduciendo aleatoriedad al momento de su actuación, por lo que no se recomienda administrar amplias gamas

de fusibles, en su lugar manejar un fusible para maniobra y otros pocos para coordinación o protección.

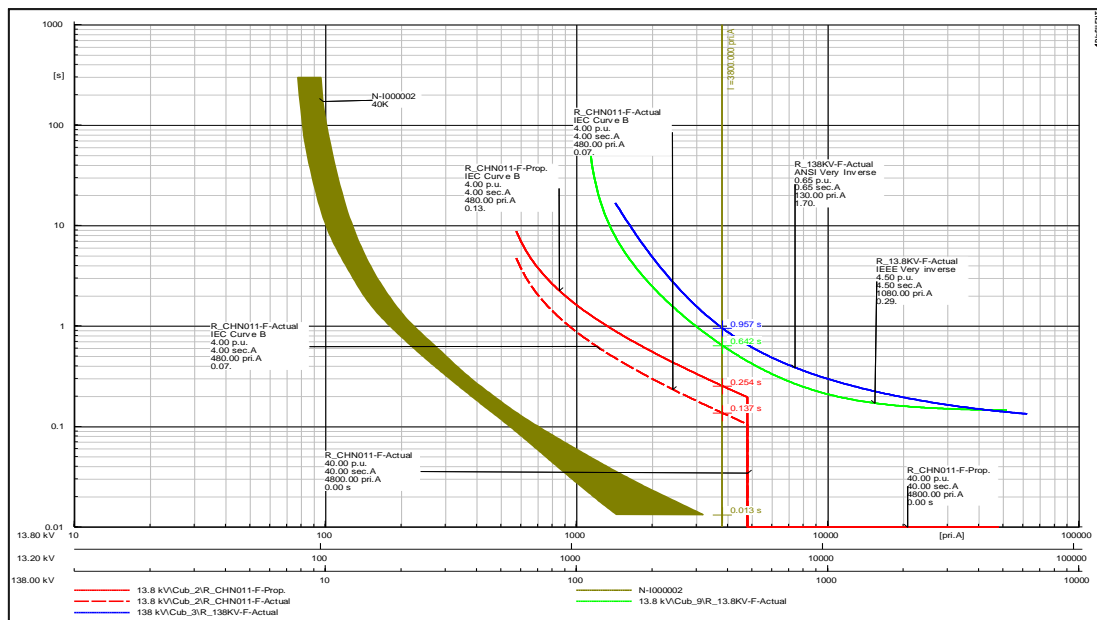
A continuación, se muestra las curvas de selectividad de las protecciones entre Relés – Reclosers - Fusibles de las Troncales y Ramales principales de los alimentadores.

Cabe señalar que la corriente de cortocircuito trifásica es muy elevada, dificultando la coordinación entre fusible – fusible.

5.2.3.1. Alimentador CHN011 RAMAL CHN011 – N I000002 – I341295

Para obtener selectividad entre fusibles y relé se recomienda que el seccionador I000002 sea de 40k, los cuales han sido verificados mediante fallas francas frente a cada seccionador. Los demás ramales tienen seccionadores con fusibles de menor capacidad.

Figura 22: Coordinación de ramales de Alimentador CHN011-Fases



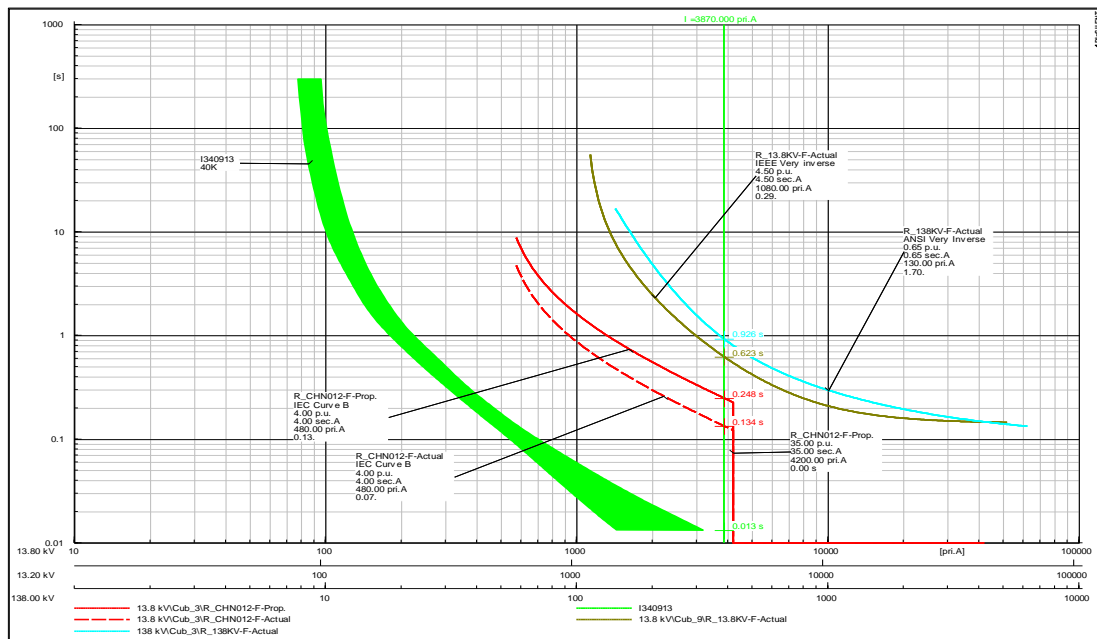
- Existe un margen de coordinación de 254 ms entre el seccionador N-I000002 y el relé del alimentador R_CHN011 lo cual se considera

adecuado, esto cuando se simula una falla trifásica frente al seccionador N-I000002.

5.2.3.2. Alimentador CHN012 RAMAL CHN012 – I340913 – I340915 – I341246

Para obtener selectividad entre fusibles y relé se recomienda que el seccionador I340913 sea de 40k, los cuales han sido verificados mediante fallas francas frente a cada seccionador. Los demás ramales tienen seccionadores con fusibles de menor o igual capacidad.

Figura 23: Coordinación de ramales de alimentador CHN012-Fases

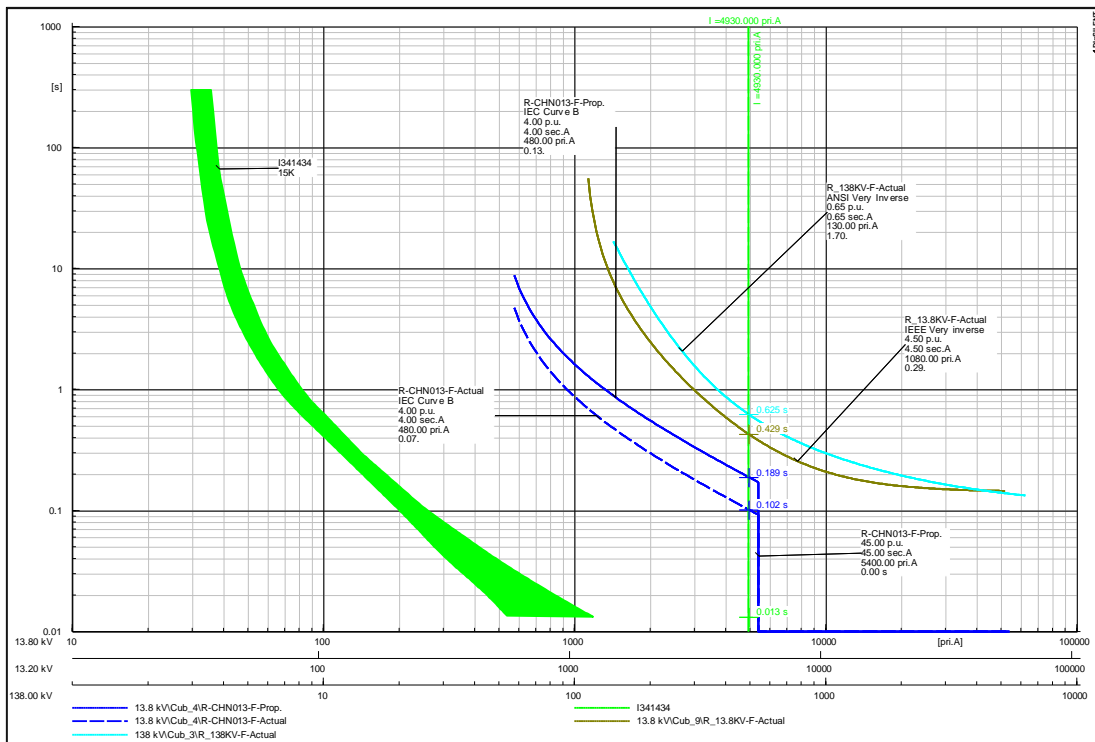


- Existe un margen de coordinación de 248 ms entre el seccionador I340913 y el relé del alimentador R_CHN012 lo cual se considera adecuado, esto cuando se simula una falla trifásica frente al seccionador I340913.

5.2.3.3. Alimentador CHN013 RAMAL CHN013 – I341434

Para obtener selectividad entre fusibles y relé se recomienda que el seccionador I341434 sea de 15k, los cuales han sido verificados mediante fallas francas frente a cada seccionador. Los demás ramales tienen seccionadores con fusibles de menor o igual capacidad.

Figura 24: Coordinación de ramales de alimentador CHN013-Fases



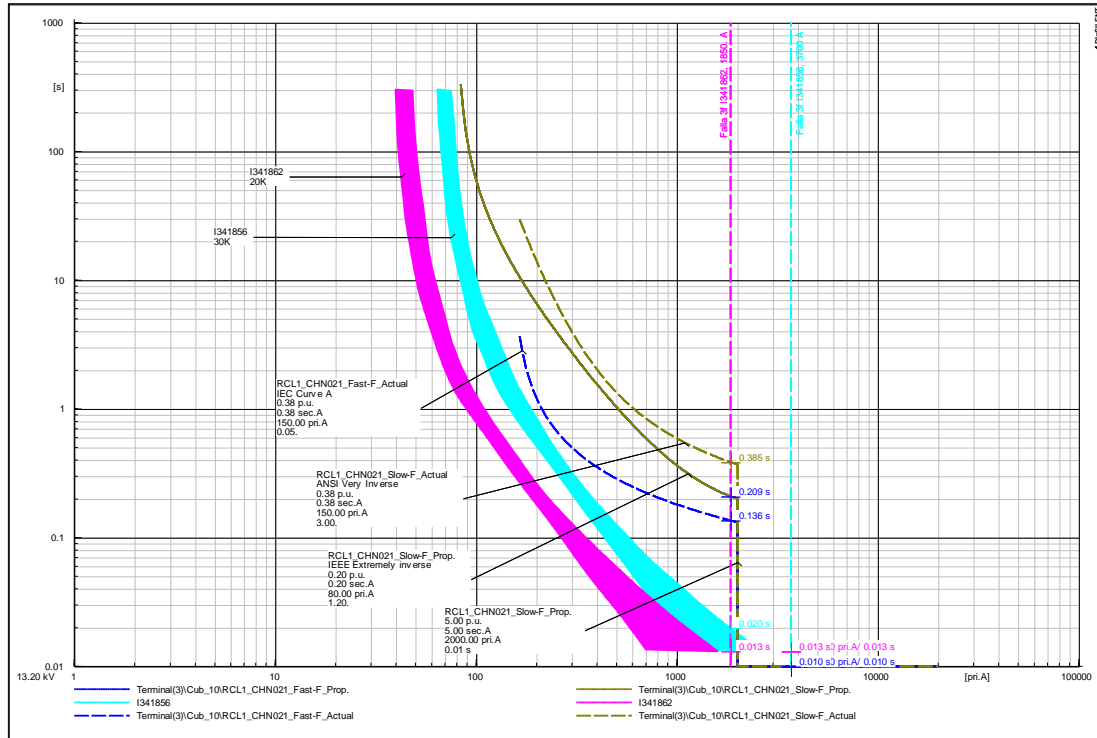
- Existe un margen de coordinación de 189 ms entre el seccionador I341434 y el relé del alimentador R_CHN013 lo cual se considera adecuado, esto cuando se simula una falla trifásica frente al seccionador I341434.

5.2.3.4. Alimentador CHN021 RAMAL CHN021 – I34227 – I342232 – I341862 – I341856

Los seccionamientos I342227 y I342232 cumplirán funciones de maniobra con fusibles de 200k. Mientras que para obtener selectividad entre fusibles y relé se recomienda que el seccionador I341856 sea de

30k, los cuales han sido verificados mediante fallas francas frente a cada seccionador.

Figura 25: Coordinación de ramales de alimentador CHN021-Fases

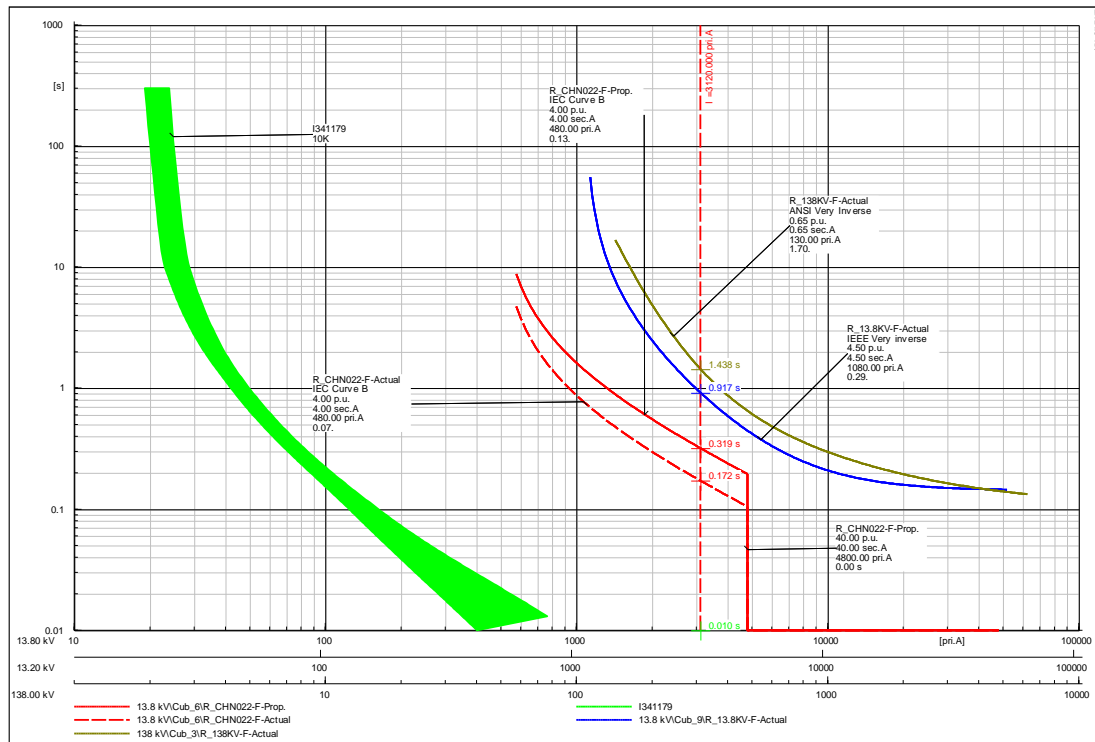


- Existe un margen de coordinación de 209 ms entre el seccionador I341862 y el reconectador RCL1_CHN021 lo cual se considera adecuado, esto cuando se simula una falla trifásica frente al seccionador I341862.

5.2.3.5. Alimentador CHN022 RAMAL CHN022 – I341179 – I341180 – I340668

Para obtener selectividad entre fusibles y relé se recomienda que el seccionador I341179 sea de 10k, los cuales han sido verificados mediante fallas francas frente a cada seccionador. Los demás ramales tienen seccionadores con fusibles de menor o igual capacidad.

Figura 26: Coordinación de ramales de alimentador CHN022-Fases

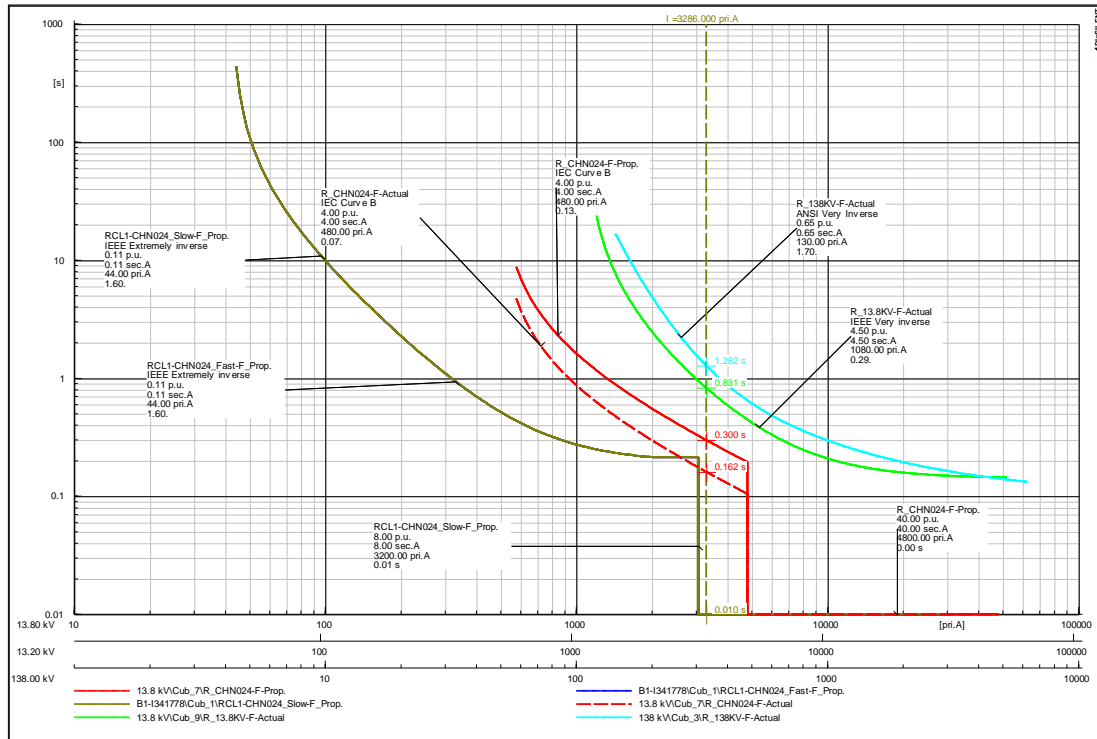


- Existe un margen de coordinación de 319 ms entre el seccionador I341179 y el relé del alimentador R_CHN022 lo cual se considera adecuado, esto cuando se simula una falla trifásica frente al seccionador I341179.

5.2.3.6. Alimentador CHN024 RAMAL CHN024 – I341587 – I340698 – I341762

El seccionamiento I000003 y cumplirá funciones de maniobra con fusibles de 200k, para obtener selectividad entre fusibles y relé se recomienda que el seccionador I341587 sea de 25k, los cuales han sido verificados mediante fallas francas frente a cada seccionador. Los demás ramales tienen seccionadores con fusibles de menor o igual capacidad.

Figura 27: Coordinación de ramales de alimentador CHN024-Fases

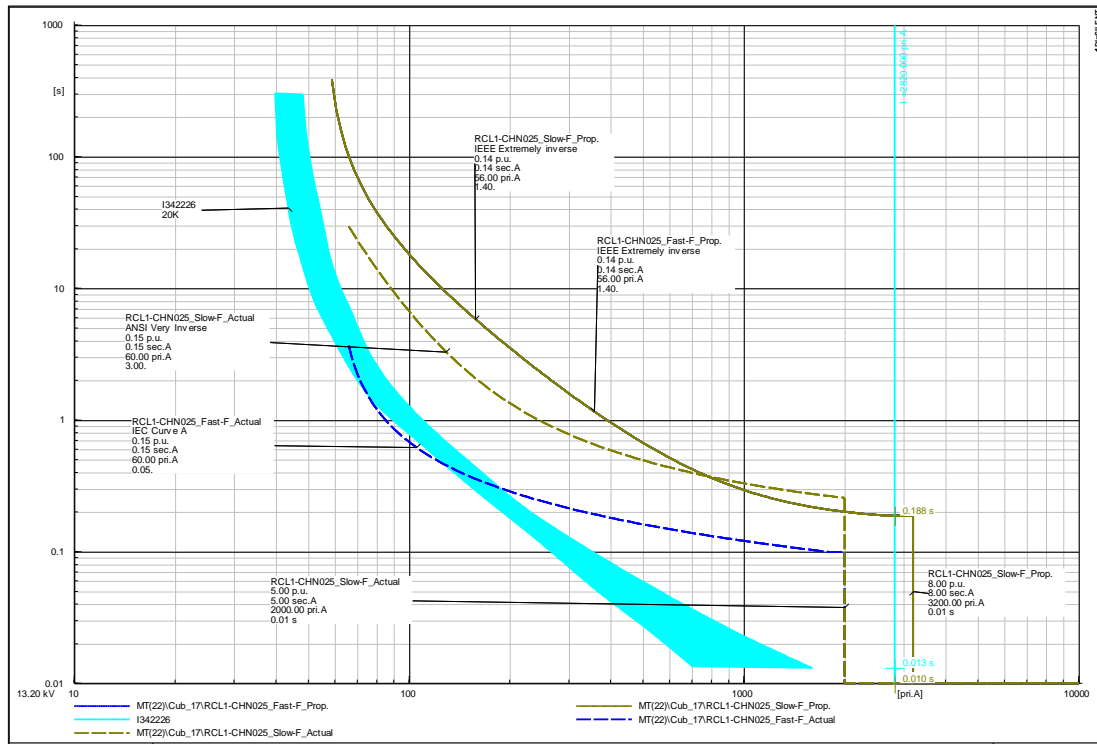


- Existe un margen de coordinación de 214 ms entre el seccionador I341587 y el reconectador RCL1_CHN024 lo cual se considera adecuado, esto cuando se simula una falla trifásica frente al seccionador I341587.

5.2.3.7. Alimentador CHN025 RAMAL CHN025 – I342226 – I341892 – RCL1-CHN025 – I341668 – I340004 – I342106

Los seccionamientos I341668, I340004 y I342106 cumplirán funciones de maniobra con fusibles de 200k, para obtener selectividad entre fusibles y relé se recomienda que el seccionador I342226 sea de 20k, los cuales han sido verificados mediante fallas francas frente a cada seccionador. Los demás ramales tienen seccionadores con fusibles de menor o igual capacidad.

Figura 28: Coordinación de ramales de alimentador CHN025-Fases



- Existe un margen de coordinación de 188 ms entre el seccionador I342226 y el reconectador RCL1_CHN025 lo cual se considera adecuado, esto cuando se simula una falla trifásica frente al seccionador I342226.

5.2.4. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE TIERRA – 50/51 G

El análisis de selectividad de los ajustes propuestos considera una temporización que permite primero operar a los fusibles aguas abajo. En los siguientes acápites se muestra la operación de los relés ante una falla monofásica franca frente al relé y también una falla con una resistencia de 400 ohmios en el extremo remoto de los alimentadores. Para lo cual se considera lo siguiente:

- El conexionado del transformador de potencia en el lado de 13.8 kV es delta, por consiguiente, no se cuenta con ajustes de sobrecorriente a tierra en esa barra.
- El relé de la barra de 138kV se considera direccional mirando hacia la línea, por tal motivo no se considera en la coordinación de sobrecorriente a tierra.

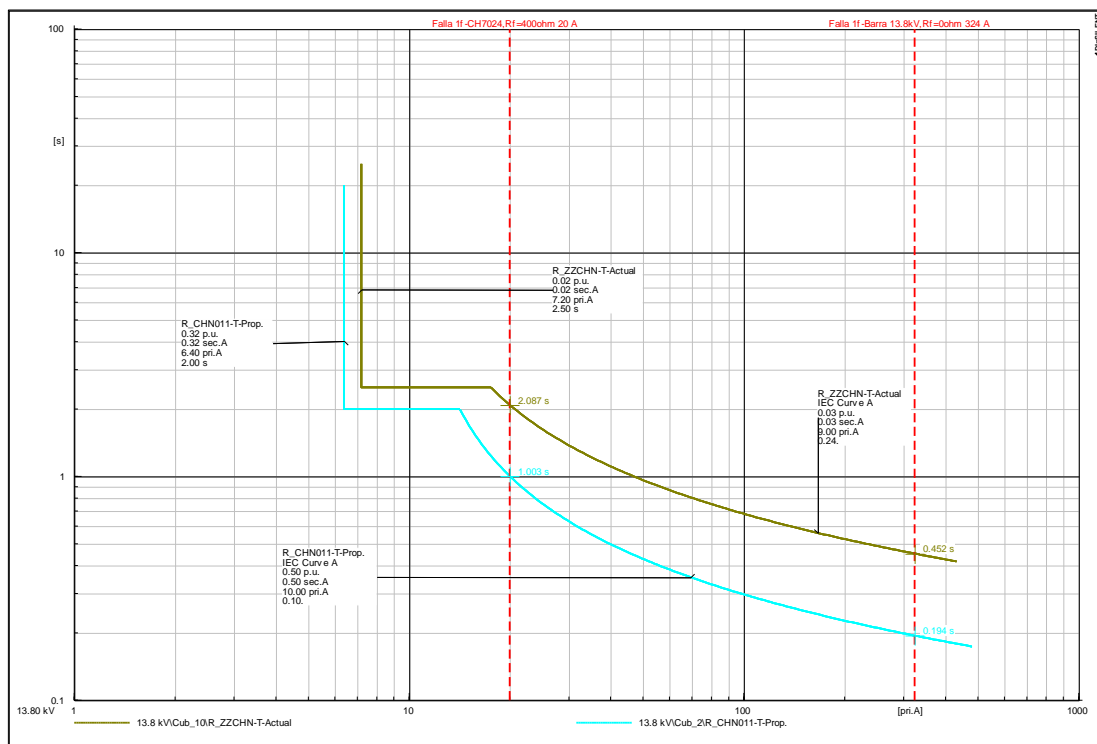
- Se recomienda habilitar las funciones de sobrecorriente a tierra de los relés de los alimentadores, considerando ajustes similares a la función de sobrecorriente a tierra sensitiva para hacer una redundancia en la protección.

Con la finalidad de lograr una adecuada selectividad y márgenes adecuados de selectividad se realizaron algunas modificaciones en los ajustes existentes de las protecciones. Sin embargo, el ajuste de tierra del transformador Zig Zag se mantiene.

5.2.4.1. Alimentador CHN011

En la figura 29, se muestra la operación del relé ante una falla monofásica franca frente al relé del alimentador y también una falla con una resistencia de 400 ohmios en el extremo remoto del alimentador CHN011.

Figura 29: Coordinación de alimentador CHN011-TIERRA



De la figura anterior se observa que:

- Existe un margen de coordinación de 258 ms entre los relés R_CHN011 y R_ZZCHN lo cual se considera adecuado, esto cuando se simula una falla monofásica frente al relé del alimentador R_CHN011.

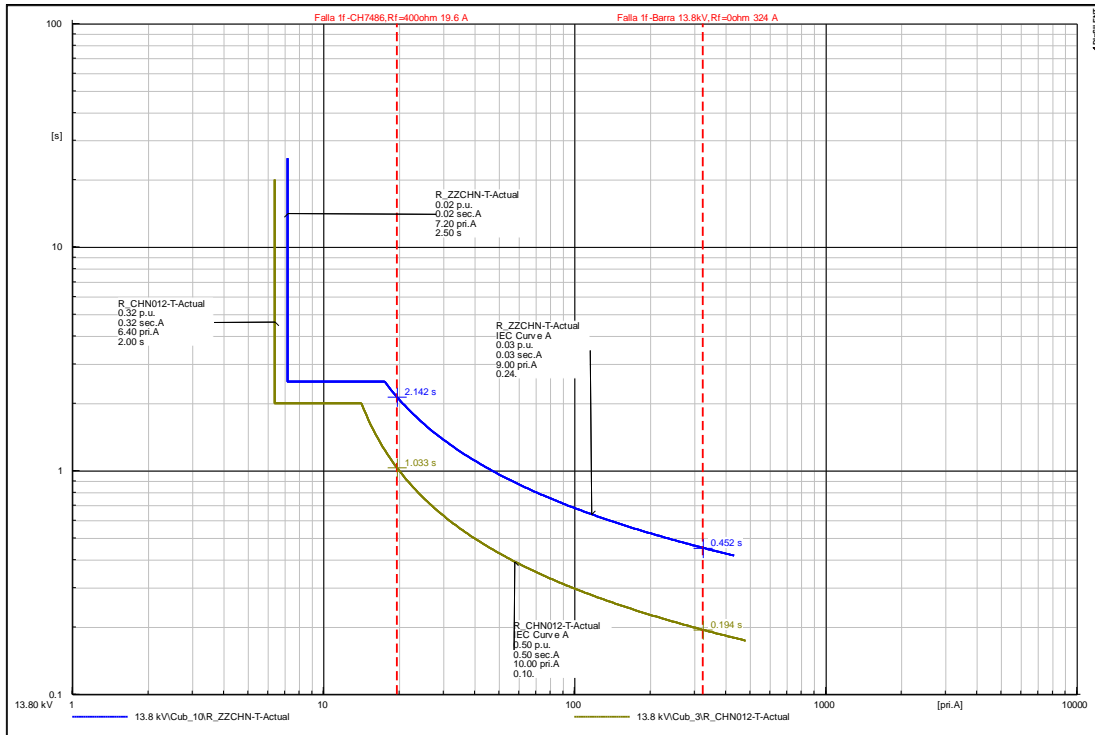
Tabla 31: Ajustes del alimentador CHN011 – Tierra

Relé Modelo	Código.	kV	TC	Io>	Curva	to>	Io>>	to>>
GE F650	ZIGZAG	13.8	300/5	9	IEC-A	0.24	7.2	2.5
GE F650	R-CHN011	13.8	600/5	10	IEC-A	0.10	6.4	2

5.2.4.2. Alimentador CHN012

La figura 30, se muestra la operación del relé ante una falla monofásica franca frente al relé del alimentador y también una falla con una resistencia de 400 ohmios en el extremo remoto del alimentador CHN012.

Figura 30: Coordinación de alimentador CHN012-TIERRA



De la figura anterior se observa que:

- Existe un margen de coordinación de 258 ms entre los relés R_CHN012 y R_ZZCHN lo cual se considera adecuado, esto cuando se simula una falla monofásica frente al relé del alimentador R_CHN012.

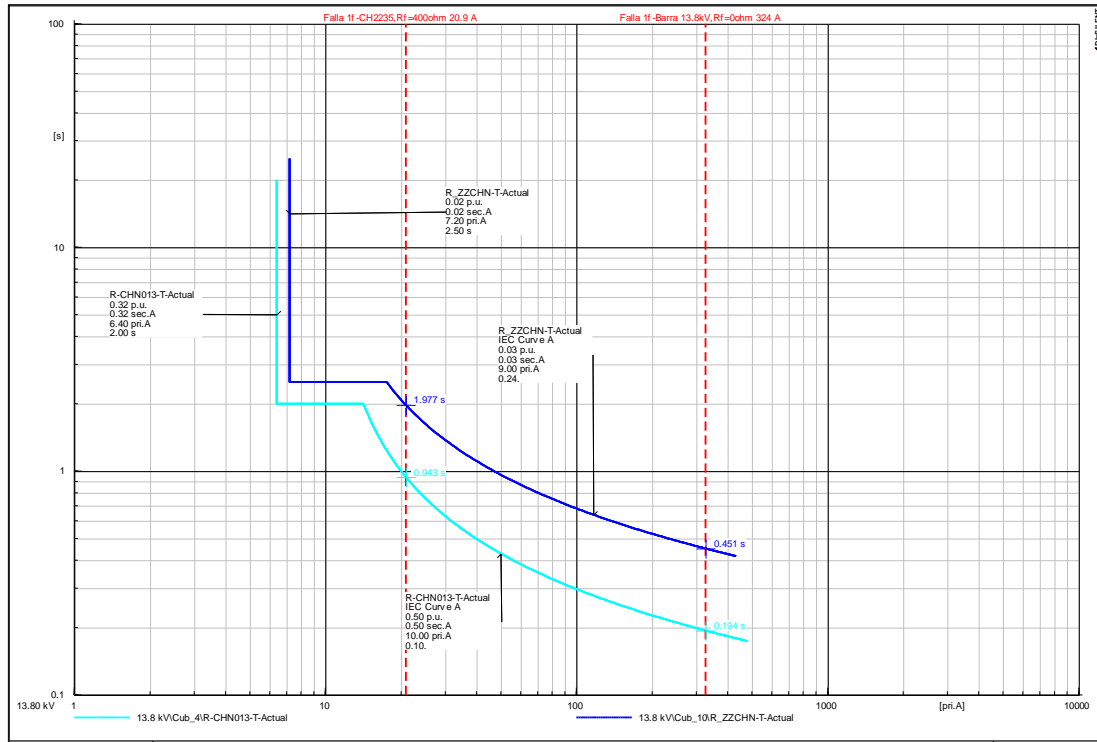
Tabla 32: Ajustes del alimentador CHN012 – Tierra

Relé Modelo	Código.	kV	TC	Io>	Curva	to>	Io>>	to>>
GE F650	ZIGZAG	13.8	300/5	9	IEC-A	0.24	7.2	2.5
GE F650	R-CHN012	13.8	600/5	10	IEC-A	0.10	6.4	2

5.2.4.3. Alimentador CHN013

La figura 31, se muestra la operación del relé ante una falla monofásica franca frente al relé del alimentador y también una falla con una resistencia de 400 ohmios en el extremo remoto del alimentador CHN013.

Figura 31: Coordinación de alimentador CHN013-TIERRA



De la figura anterior se observa que:

- Existe un margen de coordinación de 258 ms entre los relés R_CHN013 y R_ZZCHN lo cual se considera adecuado, esto cuando se simula una falla monofásica frente al relé del alimentador R_CHN013.

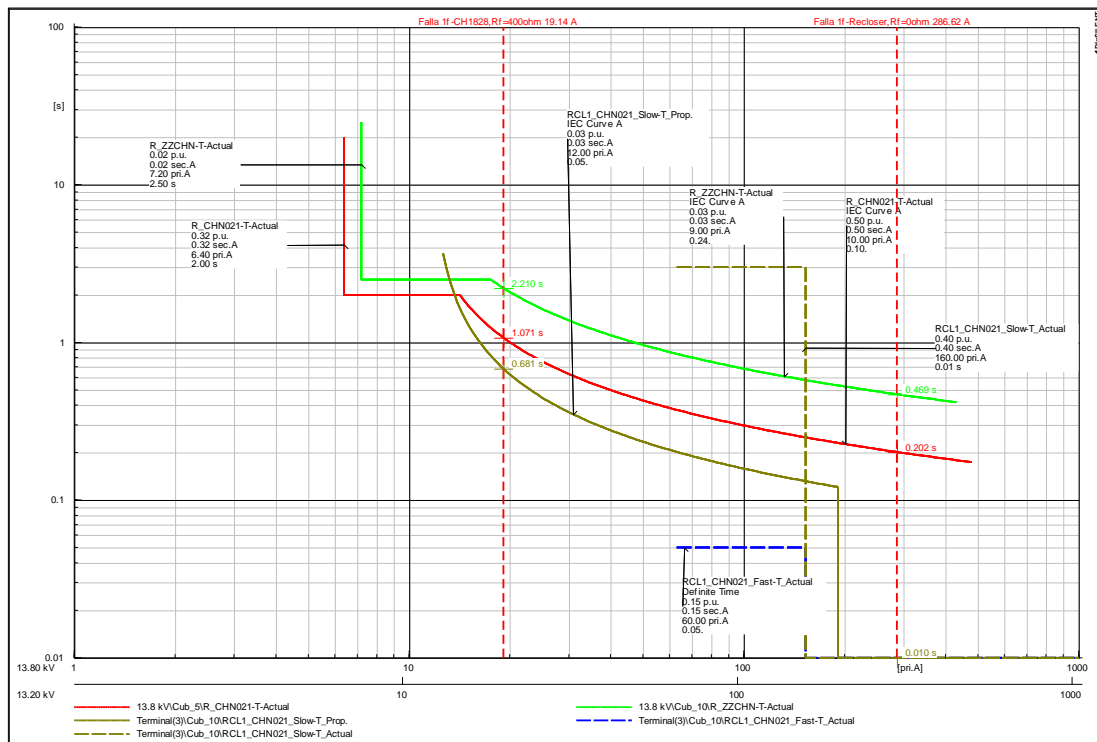
Tabla 33: Ajustes del alimentador CHN013 – Tierra

Relé Modelo	Código.	kV	TC	Io>	Curva	to>	Io>>	to>>
GE F650	ZIGZAG	13.8	300/5	9	IEC-A	0.24	7.2	2.5
GE F650	R-CHN013	13.8	600/5	10	IEC-A	0.10	6.4	2.0

5.2.4.4. Alimentador CHN021 CHN021-R ZZCHN-R CHN021-RCL1 CHN021

La figura 32, se muestra la operación del relé ante una falla monofásica franca frente al relé del alimentador y también una falla con una resistencia de 400 ohmios en el extremo remoto del alimentador CHN021.

Figura 32: Coordinación de Alimentador CHN021-TIERRA



De la figura anterior se observa que:

- Ante fallas monofásicas frente al reconectador RCL1 existe un margen de coordinación de 202 ms con el relé del alimentador R_CHN021 lo cual se considera adecuado.
- Se simuló fallas monofásicas frente al reconectador RCL1 donde se pudo observar que existe un tiempo de selectividad de 267ms entre el relé R_CHN021 y el relé de la barra R_ZZCHN lo cual se considera adecuado.

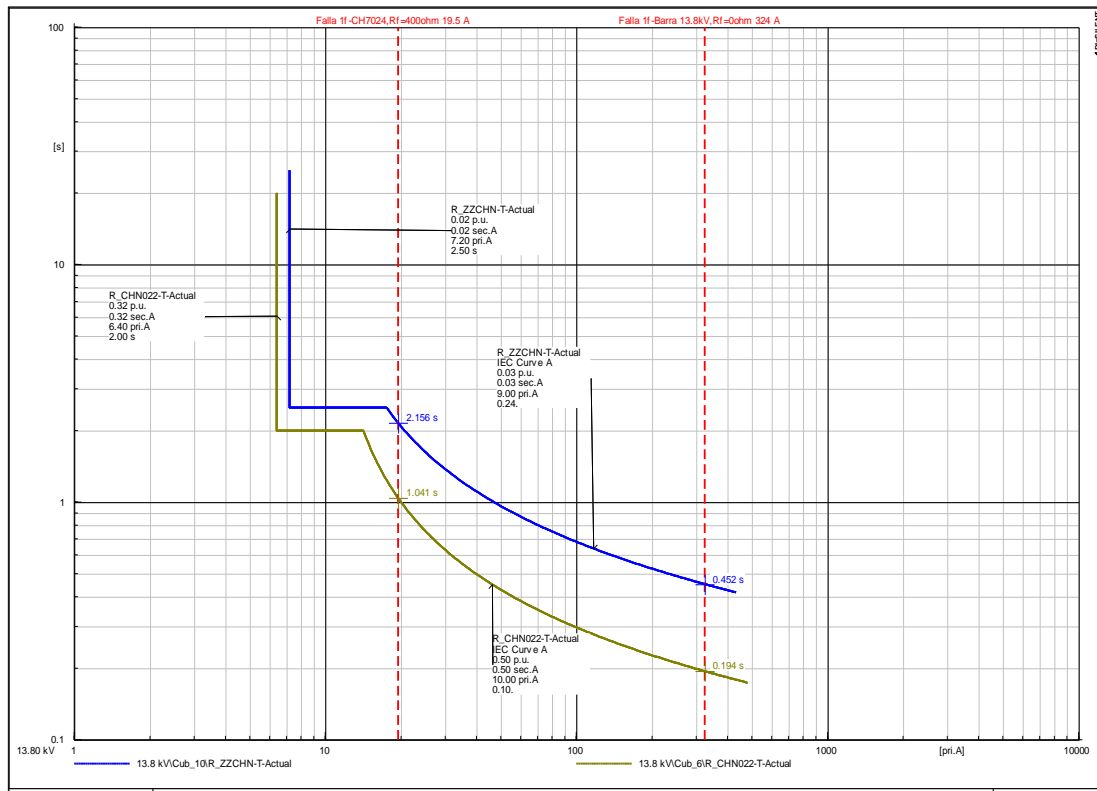
Tabla 34: Ajustes del alimentador CHN021 – Tierra

Relé Modelo	Código.	kV	TC	Io>	Curva	To>	Io>>	to>>
GE F650	ZIGZAG	13.8	300/5	9	IEC-A	0.24	7.2	2.5
GE F650	R-CHN021	13.8	600/5	10	IEC-A	0.10	6.4	2.0
: CL-ENTEC	RLC1	13.8	400/1	12	IEC-A	0.05	200	0.01

5.2.4.5. Alimentador CHN022

En la figura 33, se muestra la operación del relé ante una falla monofásica franca frente al relé del alimentador y también una falla con una resistencia de 400 ohmios en el extremo remoto del alimentador CHN022.

Figura 33: Coordinación de alimentador CHN022-TIERRA



De la figura anterior se observa que:

- Existe un margen de coordinación 258ms entre los relés R_CHN022 y R_ ZZCHN lo cual se considera adecuado, esto

cuando se simula una falla monofásica frente al relé del alimentador R_ CHN022.

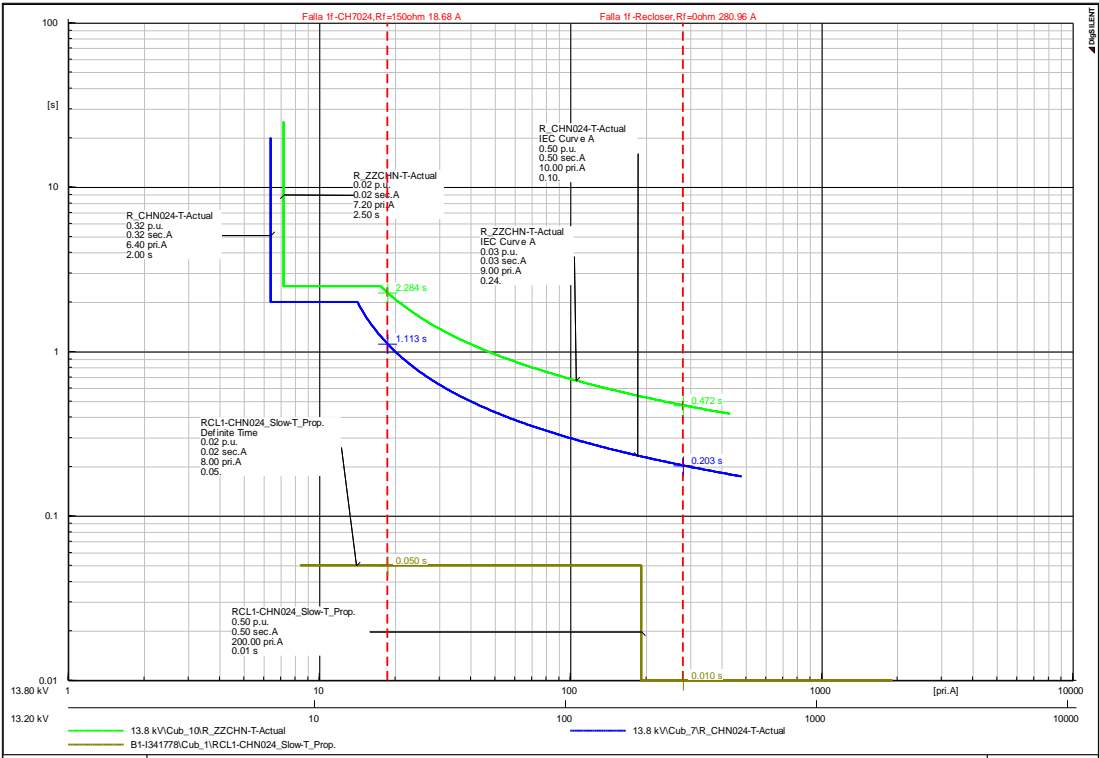
Tabla 35: Ajustes del alimentador CHN022 – Tierra

Relé Modelo	Código.	kV	TC	Io>	Curva	to>	Io>>	to>>
GE F650	ZIGZAG	13.8	300/5	9	IEC-A	0.24	7.2	2.5
GE F650	R-CHN022	13.8	600/5	10	IEC-A	0.10	6.4	2.0

5.2.4.6. Alimentador CHN024 CHN024-R ZZCHN-R CHN024-RCL1 CHN024

En la figura 34, se muestra la operación del relé ante una falla monofásica franca frente al relé del alimentador y también una falla con una resistencia de 400 ohmios en el extremo remoto del alimentador CHN024.

Figura 34. Coordinación de Alimentador CHN024-TIERRA



De la figura anterior se observa que:

- Ante fallas monofásicas frente al reconectador RCL1 existe un margen de coordinación de 203 ms con el relé del alimentador R_CHN024 lo cual se considera adecuado.
- Se simuló fallas monofásicas frente al reconectador RCL1 donde se pudo observar que existe un tiempo de selectividad de 267ms entre el relé R_CHN024 y el relé de la barra R_ZZCHN lo cual se considera adecuado.

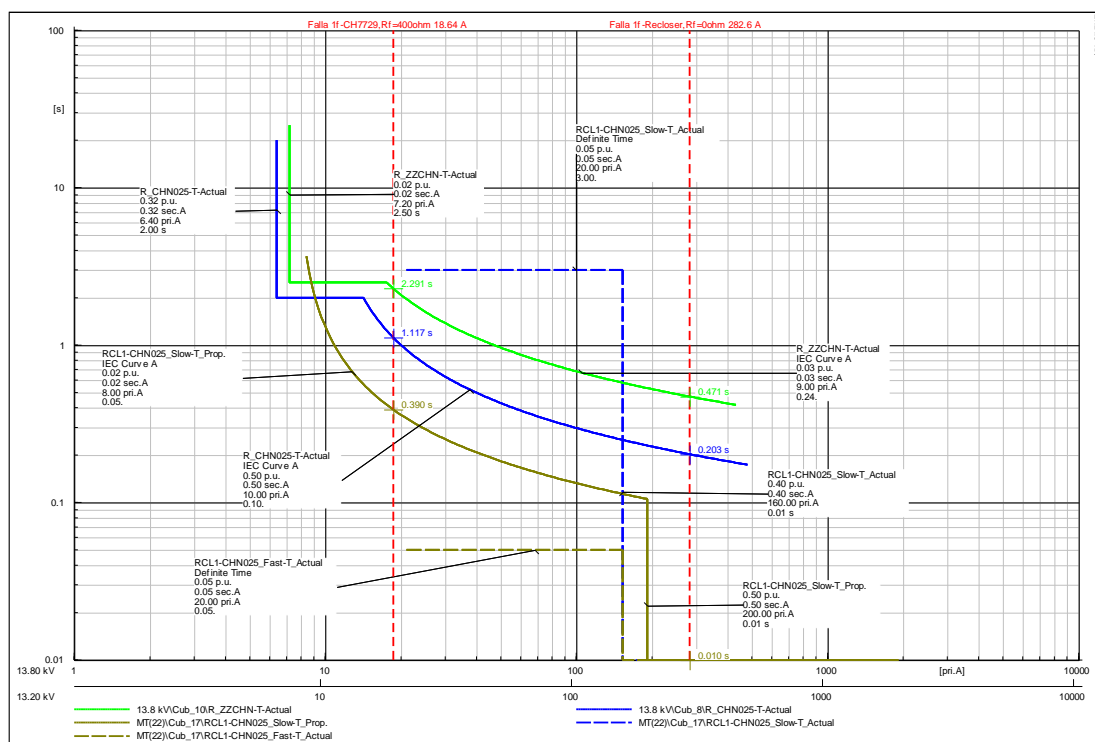
Tabla 36: Ajustes del Alimentador CHN024 – Tierra

Relé Modelo	Código.	kV	TC	Io>	Curva	To>	Io>>	to>>>
GE F650	ZIGZAG	13.8	300/5	9	IEC-A	0.24	7.2	2.5
GE F650	R-CHN024	13.8	600/5	10	IEC-A	0.10	6.4	2.0
RCL-ENTEC	RLC1	13.8	400/1	8	DT	0.05	200	0.01

5.2.4.7. Alimentador CHN025 CHN025-R ZZCHN-R CHN025-RCL1 CHN025

En la figura 35, se muestra la operación del relé ante una falla monofásica franca frente al relé del alimentador y también una falla con una resistencia de 400 ohmios en el extremo remoto del alimentador CHN025.

Figura 35: Coordinación de Alimentador CHN025-TIERRA



De la figura 35 se observa que:

- Ante fallas monofásicas frente al reconectador RCL1 existe un margen de coordinación de 203 ms con el relé del alimentador R_CHN025 lo cual se considera adecuado.
- Se simuló fallas monofásicas frente al reconectador RCL1 donde se pudo observar que existe un tiempo de selectividad de 268ms entre el relé R_CHN025 y el relé de la barra R_ZZCHN lo cual se considera adecuado.

Tabla 37: Ajustes del Alimentador CHN025 – Tierra

Relé Modelo	Código.	kV	TC	Io>	Curva	To>	Io>>	to>>>
GE F650	ZIGZAG	13.8	300/5	9	IEC-A	0.24	7.2	2.5
GE F650	R-CHN025	13.8	600/5	10	IEC-A	0.10	6.4	2.0
RCL-ENTEC	RLC1	13.8	400/1	8	IEC-A	0.05	200	0.01

5.3. AJUSTES DE RELÉS DE PROTECCIÓN

En los siguientes acápite se muestra los ajustes recomendados que deberían de implementarse en los equipos de protección para la continuidad de suministro eléctrico de la subestación eléctrica; cabe señalar que los parámetros sombreados de color amarillo son las modificaciones propuestas que se están realizando en los ajustes existentes. Así mismo se presentan los ajustes propuestos para los reclosers.

5.3.1. SOBRECORRIENTE DE FASES 50/51 PH

A continuación, se muestran los ajustes.

Tabla 38: Ajustes de sobrecorriente de fases de los relés

PROTECCIÓN DE FASE			Ajuste Umbral 1			Ajuste Umbral 2			Dirección
Ubicación	Relé	TC	I _{prim} >	T>	Curva 1	I _{prim} >>	T>>	Curva 2	
TRANSFORMADOR CHN LADO 138 kV	GE F650	200/1	130.00	2.00	ANSI VI	2000.00	0.10	DT	-
TRANSFORMADOR CHN LADO 13.8 kV	GE F650	1200/5	1080.00	0.29	IEEE VI	-	-	-	-
AMT CHN 012 - OLAYA	GE F650	600/5	480.00	0.13	IEC Curva B	4200.00	0.00	DT	-
AMT CHN 022- FOLRIDA	GE F650	600/5	480.00	0.13	IEC Curva B	4800.00	0.00	DT	-
AMT CHN 021- INDUSTRIAL	GE F650	600/5	480.00	0.13	IEC Curva B	4800.00	0.00	DT	-
AMT CHN 011- PARDO	GE F650	600/5	480.00	0.13	IEC Curva B	4800.00	0.00	DT	-
AMT CHN 013- HUMBOLDT	GE F650	600/5	480.00	0.13	IEC Curva B	5400.00	0.00	DT	-
AMT CHN 024- 8VA NORTE	GE F650	600/5	480.00	0.13	IEC Curva B	4800.00	0.00	DT	-
AMT CHN 025- 9NA NORTE	GE F650	600/5	480.00	0.13	IEC Curva B	4800.00	0.00	DT	-
TRANSFORMADOR ZIG-ZAG	GE F650	300/5	-	-	-	-	-	-	-

5.3.2. SOBRECORRIENTE DE TIERRA 50N/51N

A continuación, se muestran los ajustes.

Tabla 39: Ajustes de sobrecorriente de tierra de los relés

PROTECCIÓN DE TIERRA			Ajuste Umbral 1			Ajuste Umbral 2			Dirección
Ubicación	Relé	TC	Ioprim>	To>	Curva 1	Ioprim>>	To>>	Curva 2	
TRANSFORMADOR CHN LADO 138 kV	GE F650	200/1	30.00	1.00	DT	2000.00	0.10	DT	Revers
TRANSFORMADOR ZIG-ZAG	GE F650	300/5	9.00	0.24	IEC Curva A	7.20	2.50	DT	-
TRANSFORMADOR CHN LADO 13.8 kV	GE F650	1200/5	-	-	-	-	-	-	
AMT CHN 012 - OLAYA	GE F650	600/5	10.00	0.10	IEC Curva A	6.40	2.00	DT	
AMT CHN 022- FOLRIDA	GE F650	600/5	10.00	0.10	IEC Curva A	6.40	2.00	DT	
AMT CHN 021- INDUSTRIAL	GE F650	600/5	10.00	0.10	IEC Curva A	6.40	2.00	DT	
AMT CHN 011- PARDO	GE F650	600/5	10.00	0.10	IEC Curva A	6.40	2.00	DT	
AMT CHN 013- HUMBOLDT	GE F650	600/5	10.00	0.10	IEC Curva A	6.40	2.00	DT	
AMT CHN 024- 8VA NORTE	GE F650	600/5	10.00	0.10	IEC Curva A	6.40	2.00	DT	
AMT CHN 025- 9NA NORTE	GE F650	600/5	10.00	0.10	IEC Curva A	6.40	2.00	DT	

5.3.3. AJUSTES DE LOS RECLOSERS.

A continuación, se muestran los ajustes.

Tabla 40: Ajustes de los reclosers

PROTECCIÓN DE FASE Y TIERRA						Ajuste Umbral 1			Ajuste Umbral 2		
Ubicación	Código DigSilent	RLC	TC		MD	I>pri	T>	Curva 1	I>>	T>>	Curva 2
CHN INDUSTRIAL	RCL1_CHN021	LOS PATOS ENTEC	400/1	FASE	FAST	-	-	-	-	-	
					SLOW	100	1.20	IEC Curva C	2000	0.01	DT
				TIERRA	FAST	-	-	-	-	-	
					SLOW	12	0.05	IEC Curva A	200	0.01	DT
CHN 9NA NORTE	RCL2-CHN025	LOS PINOS ENTEC	400/1	FASE	FAST	-	-	-	-	-	
					SLOW	56	1.40	IEEE EI	3200	0.01	DT
				TIERRA	FAST	-	-	-	-	-	
					SLOW	8	0.05	IEC Curva A	200	0.01	DT
CHN 8VA NORTE	RCL3-CHN024	SAN MIGUEL ENTEC	400/1	FASE	FAST	-	-	-	-	-	
					SLOW	44	1.60	IEEE EI	3200	0.01	DT
				TIERRA	FAST	-	-	-	-	-	
					SLOW	8	0.05	DT	200	0.01	DT

5.4. PRUEBA DE HIPÓTESIS

Los resultados obtenidos de los análisis mediante simulaciones realizadas, determinan que el cambio de los ajustes de corrientes en cada relé protección de la subestación eléctrica dan mayor selectividad y confiabilidad para la continuidad del suministro eléctrico.

De acuerdo a los resultados obtenidos de los análisis mediante simulaciones realizadas en cuanto con la coordinación de protecciones de sobrecorriente de los alimentadores para asegurar su selectividad se tomaron en cuenta los criterios del margen de coordinación entre los relés frente a los diversos tipos de fallas, encontrándose dentro del rango permitido brindando de esta manera confiabilidad al sistema.

El análisis de flujo de potencia corto circuito en base a los resultados obtenidos de los análisis mediante simulaciones realizadas bajo los criterios indicados en el informe de investigación sirven para realizar los cambios de ajuste en los relés de protección que se considera adecuado por lo que se tiene como resultado la calidad y confiabilidad en el sistema de energía.

CONCLUSIONES

1. En el estudio realizado presentamos los parámetros propuestos para el ajuste de los equipos de protección de sobrecorriente para la continuidad del suministro eléctrico de la subestación Chimbote Norte.
2. Los tiempos de coordinación de protecciones realizados garantizan un margen adecuado de coordinación entre equipos, fusible-fusible, fusible-recloser y recloser relé; considerando las corrientes de cortocircuito trifásico para el año 2018.
3. Para los reconectores de los alimentadores CHN021, CHN024 y CHN025 no se consideran recierres para la protección de sobrecorriente de fases y sobrecorriente a tierra por posibles.
4. Los niveles de tensión de las subestaciones de distribución se encuentran dentro de los valores permisibles de acuerdo con la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE) para los diferentes escenarios para el año 2018.
5. Los márgenes de coordinación de los relés frente a los diversos tipos de falla se encuentran en los valores permitidos por el COES, brindando de esta manera continuidad al sistema de energía eléctrica.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda evaluar los ajustes de corriente en cada relé de protección de la subestación eléctrica dentro de un sistema selectivo para obtener la confiabilidad requerida en la continuidad del suministro eléctrico.
2. Es importante evaluar cuidadosamente la corriente de cortocircuito trifásica ya que, al ser muy elevada, se dificulta la coordinación entre fusible – fusible.
3. Se recomienda implementar y utilizar en el Sistema Eléctrico Chimbote Norte; las capacidades de los fusibles, ajustes de los reconectores y relés considerados en la presente tesis.
4. Realizar actualizaciones en los diagramas unifilares donde se especifique la capacidad de corriente de los fusibles, curvas de selectividad de los reconectores, entre otros parámetros; tan pronto se realice algún cambio de un equipo de protección.
5. Se recomienda la evaluación costo / calidad de los reveladores y relés que intervienen bajos sus estándares de accionamiento en el sistema eléctrico.
6. Se recomienda asegurar la selectividad en el margen de coordinación entre los relés frente a las fallas presentes en el sistema eléctrico aplicados en los análisis de simulación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ROJAS VERA, Bernardino and GAMARRA RIVERA, Adaia. Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia. Arequipa - Perú, 2003.
2. GRID, ALSTOM. Protective Relays, Measurement & Control. In : Network Protection & Automation Guide. Stafford - UK, 2011. p. 508.
3. MUJAL, Rosas Ramón M. Protección de sistemas eléctricos de potencia. Universidad Politécnica de Cataluña., 2014.
4. MUJAL, Rosas Ramón M. Protección de sistemas eléctricos de potencia. Barcelona: Ediciones UPC, 2006. ISBN 978-84-8301-607-7. OCLC: 928712090
5. IEEE, Power and Energy Society. IEEE Std C37.113™-2015 Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines. 2015. Power System Relaying Committee.
6. IEEE, Power and Energy Society. IEEE Std C37.91™-2008 Guide for Protecting Power Transformers. 2008. Power System Relaying Committee.
7. WHITAKER, Jerry C. AC Power Systems Handbook, Third Edition. CRC Press, 2007. ISBN 978-1-4200-0581-3.
8. GÓMEZ, Expósito Antonio. Sistemas eléctricos de potencia: Ejercicios y problemas resueltos. Madrid: Prentice Hall, 2003. ISBN 978-84-205-3558-6. OCLC: 52827164
9. GÖNEN, Turan. Electric Power Distribution Engineering. Segunda Edición. New York: CRC Press, 2008. ISBN 978-1-4987-8584-6.
10. GERS, Juan M. and HOLMES, Edward J. Protection of Electricity Distribution Networks. Tercera Edición. Londres: Institution of Engineering and Technology, 2011. ISBN 978-1-84919-223-1.
11. MOMOH, JAMES A. Electric Power Distribution, Automation, Protection, and Control. Boca Ratón: CRC Press, 2007. ISBN 978-1-4200-0625-4.
12. SEL. SEL-751 Relé de protección de alimentador. [Online]. [Consultado 21 December 2016]. Recuperado a partir de: <https://selinc.com/es/products/751/>
13. HADJSAÏD, Nouredine and SABONNADIÈRE, Jean-Claude (eds.). Electrical distribution networks. London : Hoboken, N.J: ISTE ; Wiley, 2011. ISBN 978-1-84821-245-9.
14. RAMIREZ, Castaño Samuel. Redes de Distribución de Energía. Tercera Edición. Manizales, 2004. ISBN 958-9322-86-7.

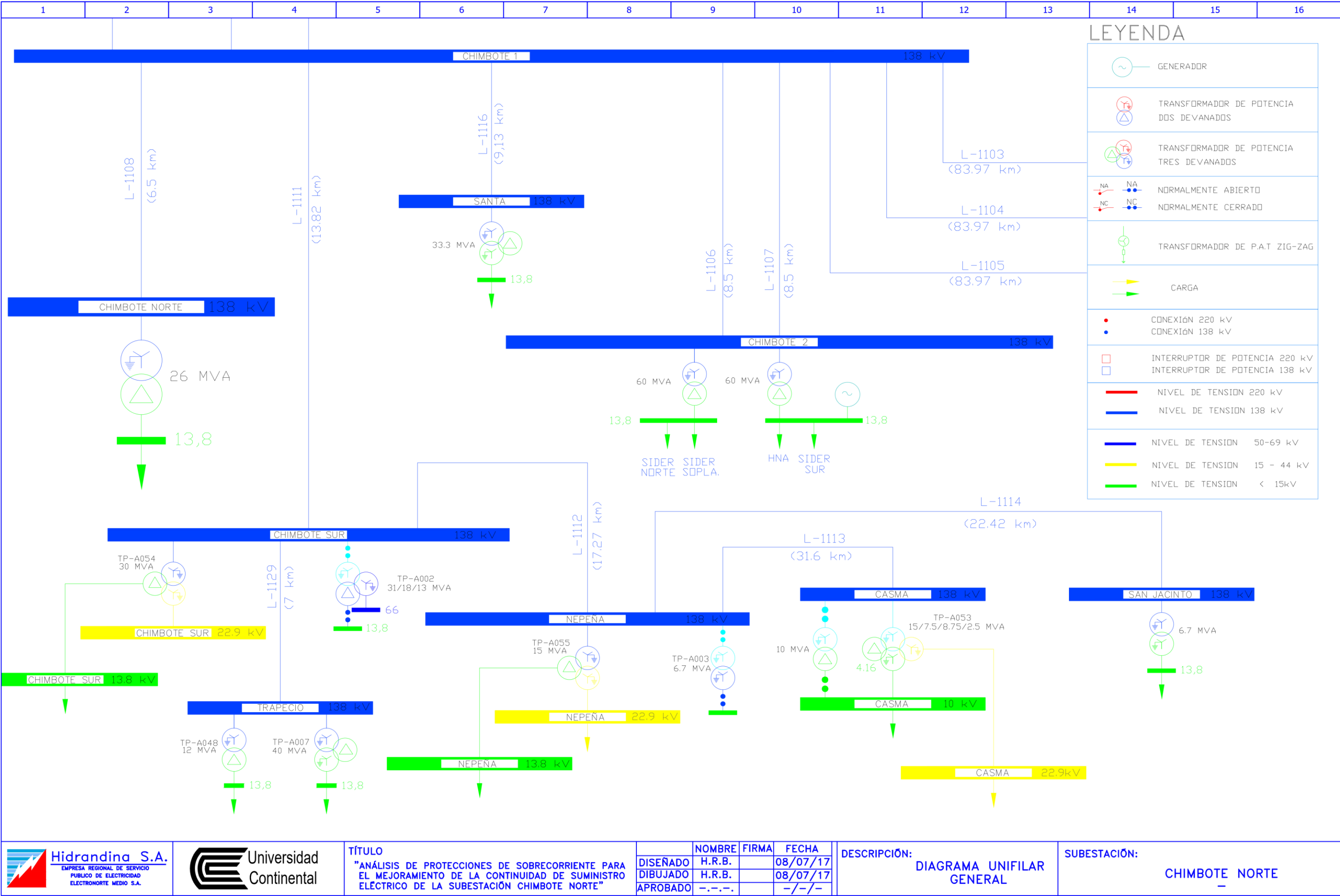
15. DIGSILENT GMBH. Power Factory User's Manual Version 14.0. 2008. Manual
16. HIDRANDINA. Memoria Anual 2015 [online]. 2015. [Consultado 14 December 2016]. Recuperado a partir de: <http://www.distriluz.com.pe/transp/ftp/ensa/otros/memorias/memo-2015-Hdna.pdf>
17. HIDRANDINA. Zona de Concesión. [Online]. [Consultado 26 December 2016]. Recuperado a partir de: http://www.distriluz.com.pe/hidrandina/01_empresa/zona.html
18. COES SINAC. Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del SEIN Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN (PR-20) [online]. 2013. Recuperado a partir de: <http://contenido.coes.org.pe/alfrescoco/es/download.do?nodeId=7f38124b-567e-4856-a709-294fef1a744c>.
19. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION and TECHNICAL COMMITTEE 73. Short-circuit currents in three-phase A.C. systems. 2016. ISBN 978-2-8322-3158-6. OCLC: 957247741
20. COES SINAC Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN 2014.
21. Schneider Electric. PT-071 Protecciones eléctricas en MT.
22. Tesis "MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD MEDIANTE LA REUBICACIÓN DE SECCIONADORES EN EL ALIMENTADOR A4803 DE LA SUBESTACIÓN CHANCHAMAYO" Quispe Huaranga, Wilmer

ANEXOS

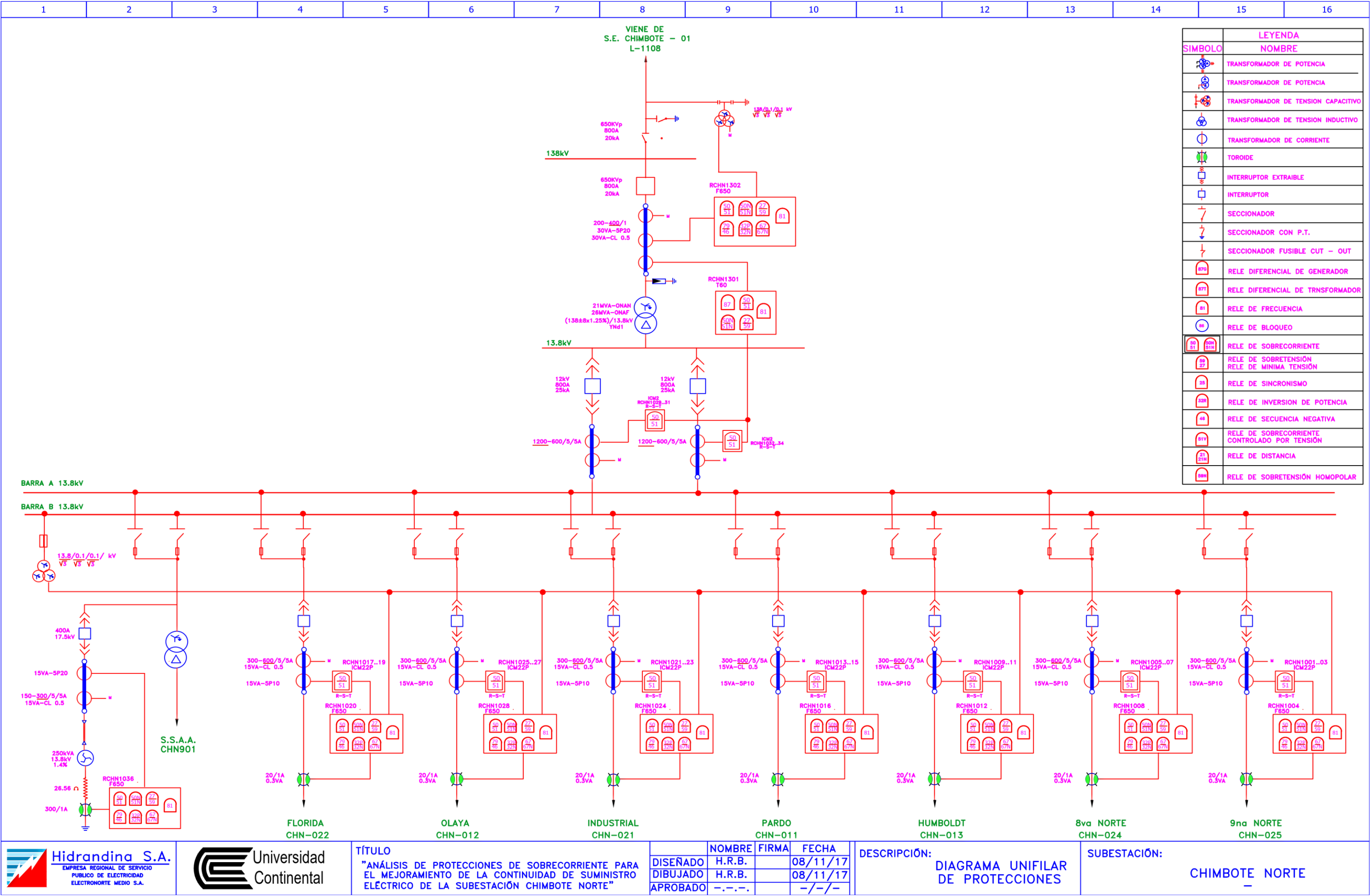
ANEXO 1

DIAGRAMAS UNIFILARES

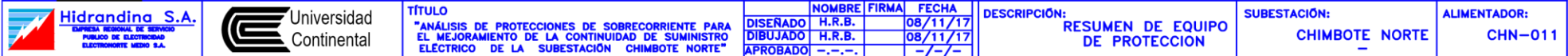
A. Diagrama unifilar genera

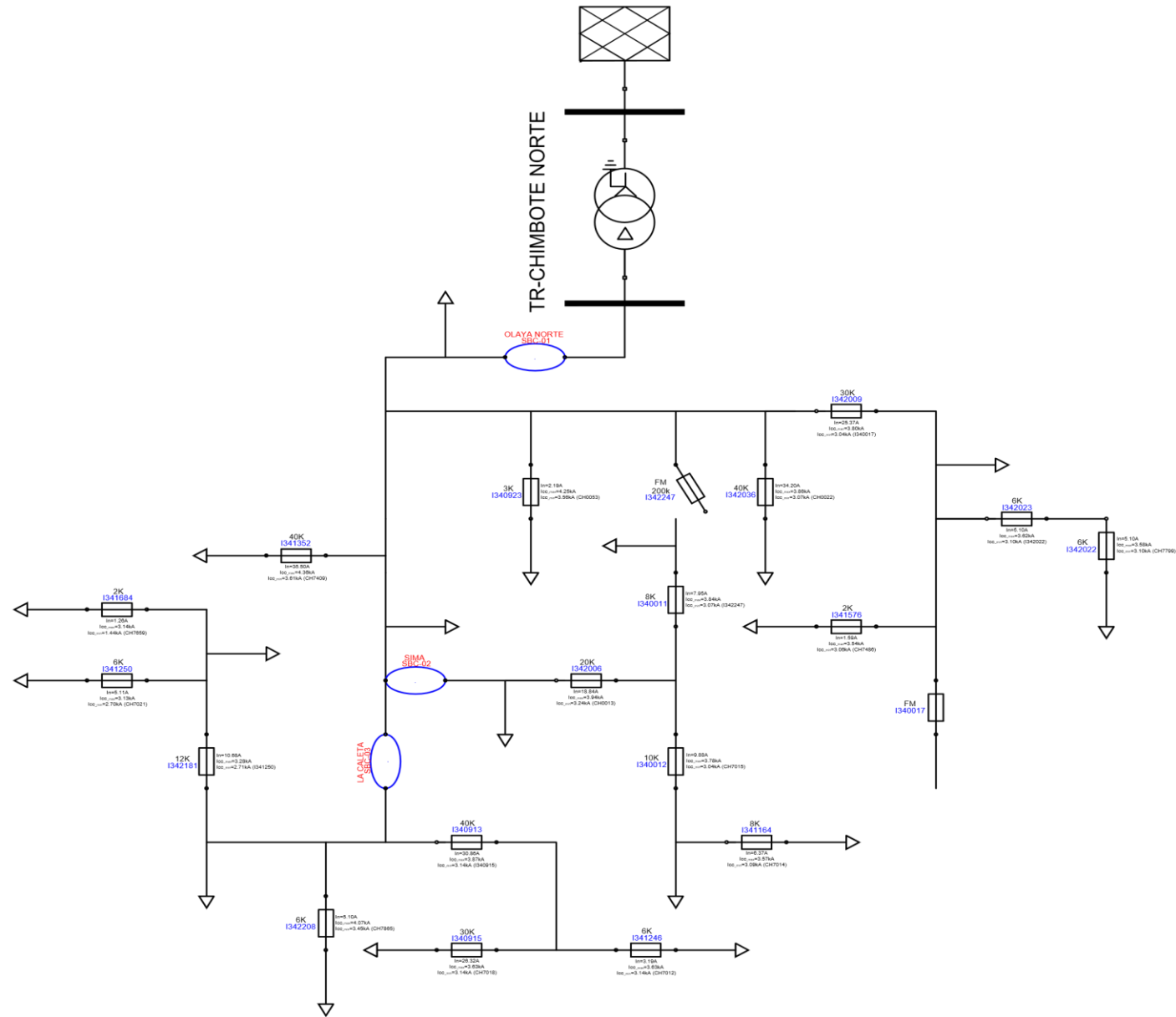




B. Sistema de protección SE Chimbote Norte



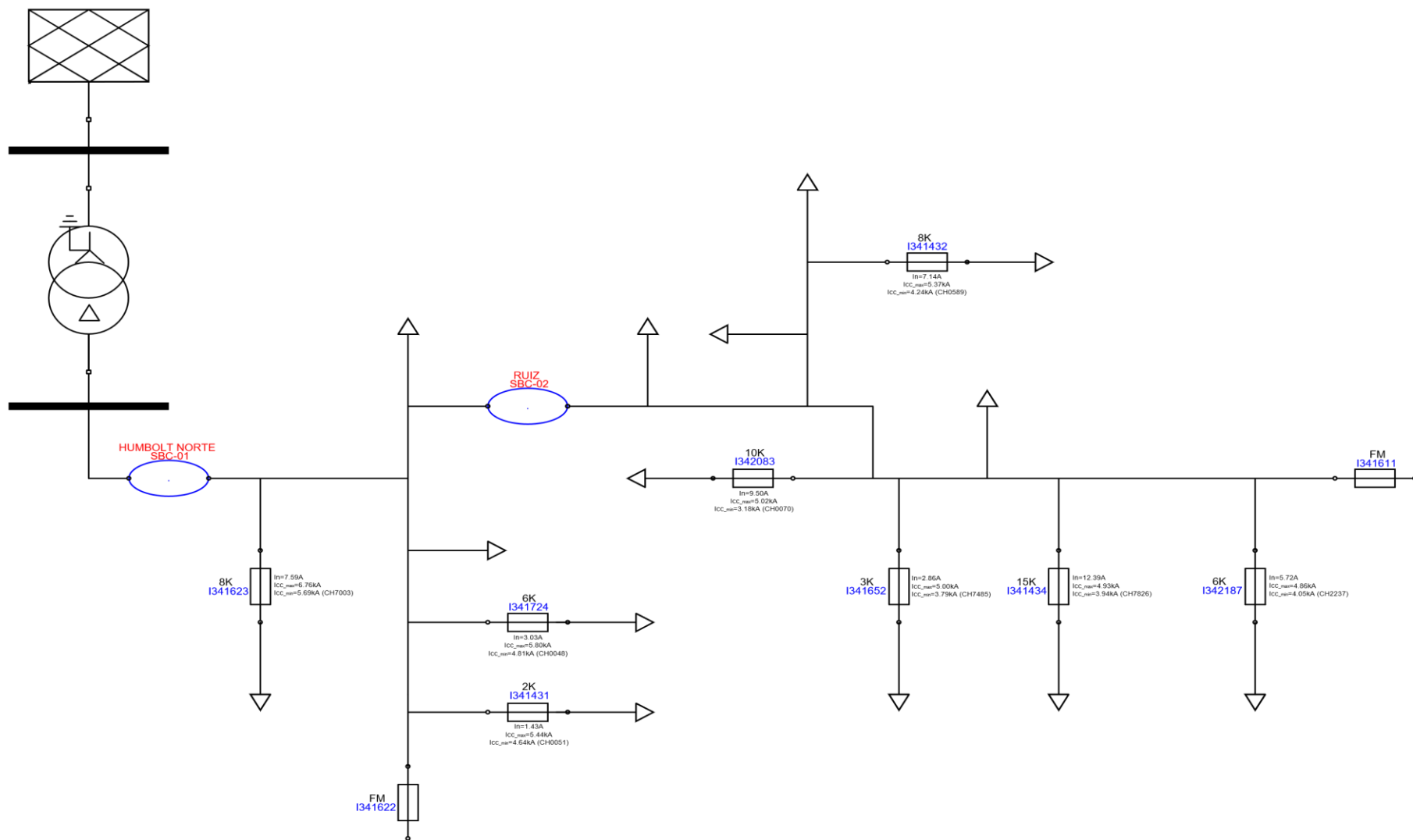
C. Alimentadores SE Chimbote Norte

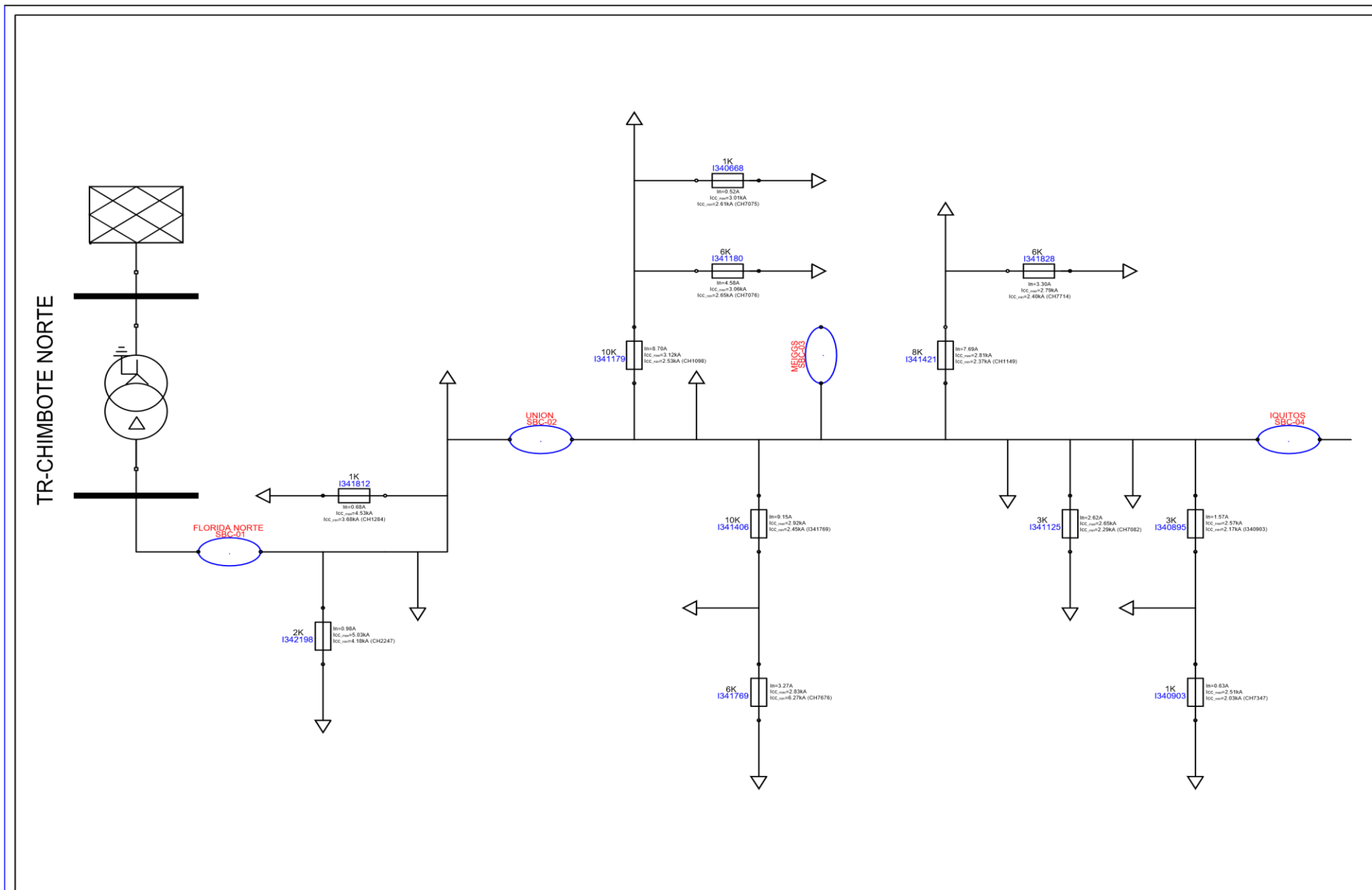




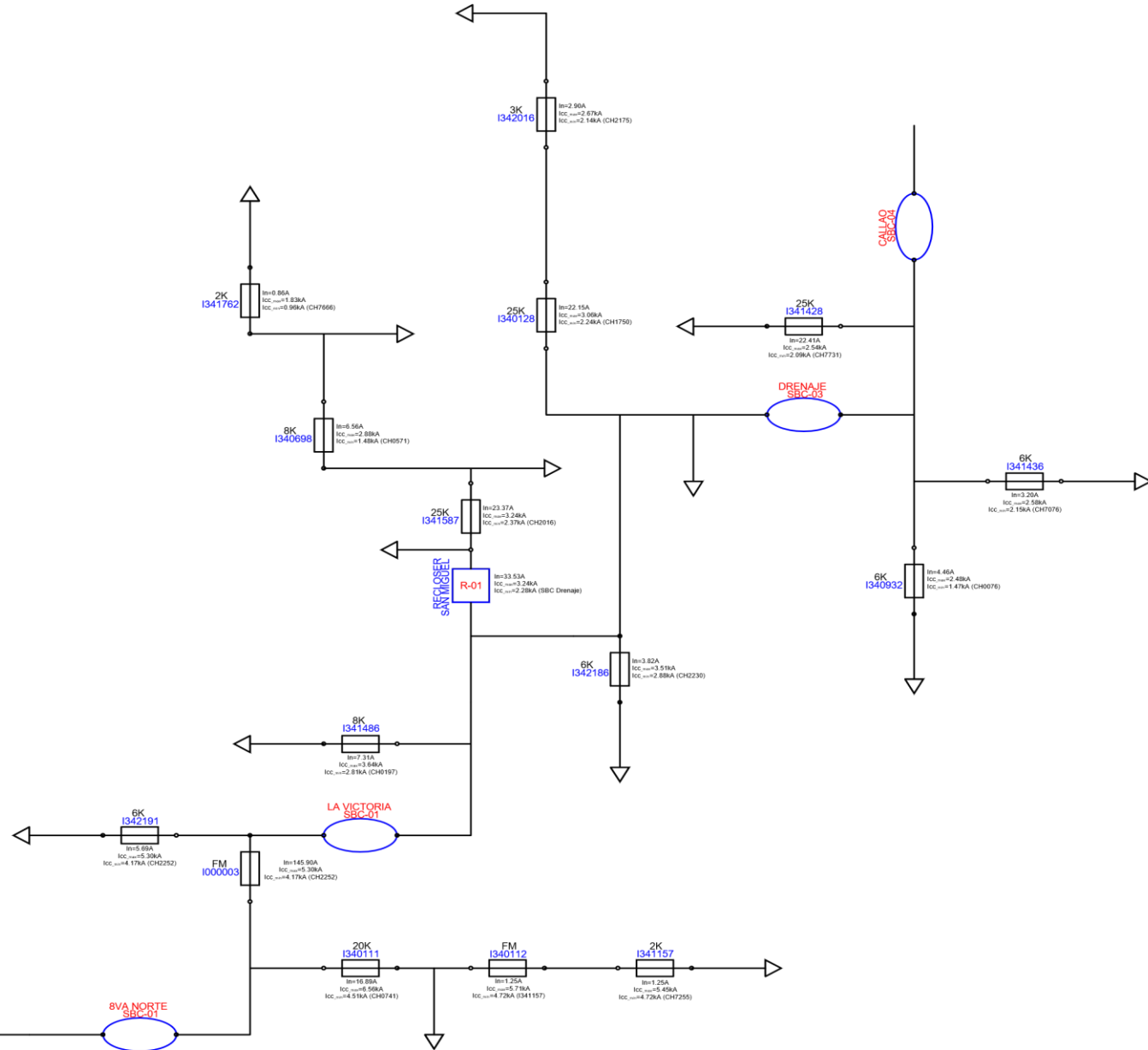
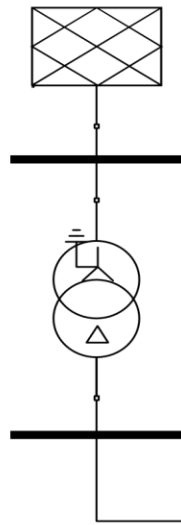
 Hidrandina S.A. <small>EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD ELECTRONORTE MEDIO S.A.</small>	 Universidad Continental	TITULO "ANÁLISIS DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CONTINUIDAD DE SUMINISTRO ELÉCTRICO DE LA SUBESTACIÓN CHIMBOTE NORTE"	<table><tr><th></th><th>NOMBRE</th><th>FIRMA</th><th>FECHA</th></tr><tr><td>DISEÑADO</td><td>H.R.B.</td><td></td><td>08/11/17</td></tr><tr><td>DIBUJADO</td><td>H.R.B.</td><td></td><td>08/11/17</td></tr><tr><td>APROBADO</td><td>-.-.-</td><td></td><td>-/-/-</td></tr></table>		NOMBRE	FIRMA	FECHA	DISEÑADO	H.R.B.		08/11/17	DIBUJADO	H.R.B.		08/11/17	APROBADO	-.-.-		-/-/-	DESCRIPCIÓN: RESUMEN DE EQUIPO DE PROTECCION	SUBESTACIÓN: CHIMBOTE NORTE —	ALIMENTADOR: CHN-012
	NOMBRE	FIRMA	FECHA																			
DISEÑADO	H.R.B.		08/11/17																			
DIBUJADO	H.R.B.		08/11/17																			
APROBADO	-.-.-		-/-/-																			

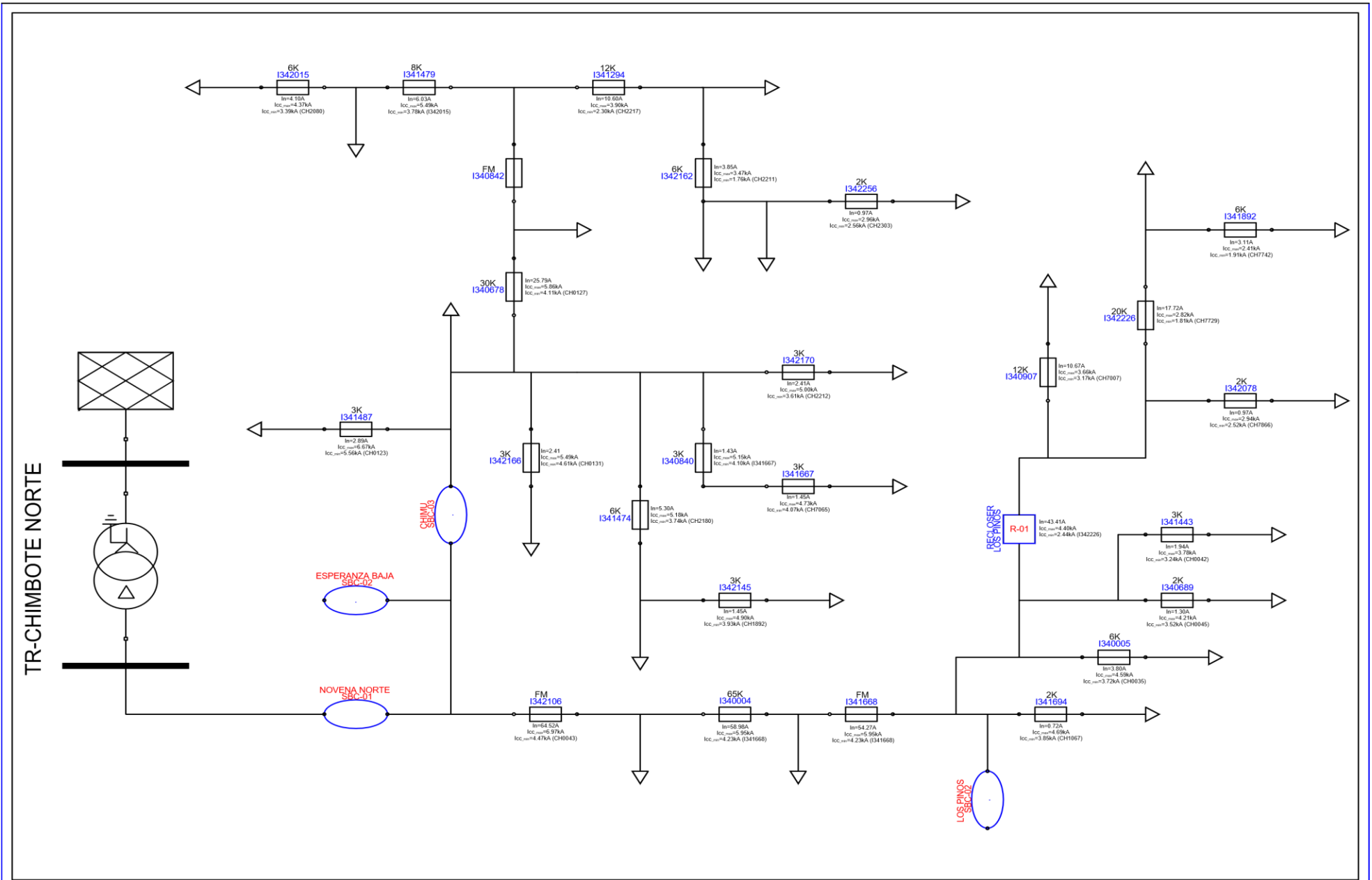
TR-CHIMBOTE NORTE





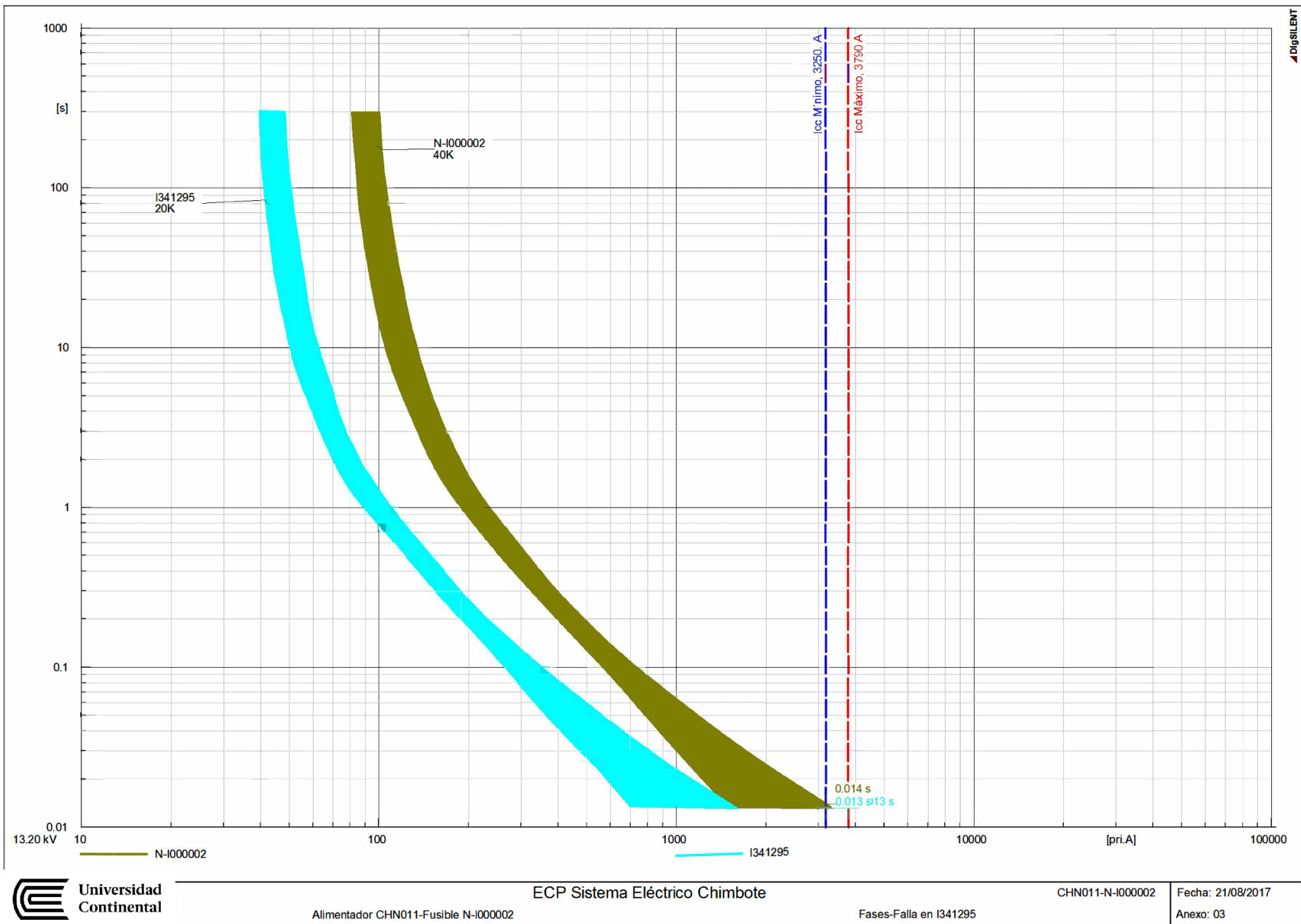
TR-CHIMBOTE NORTE

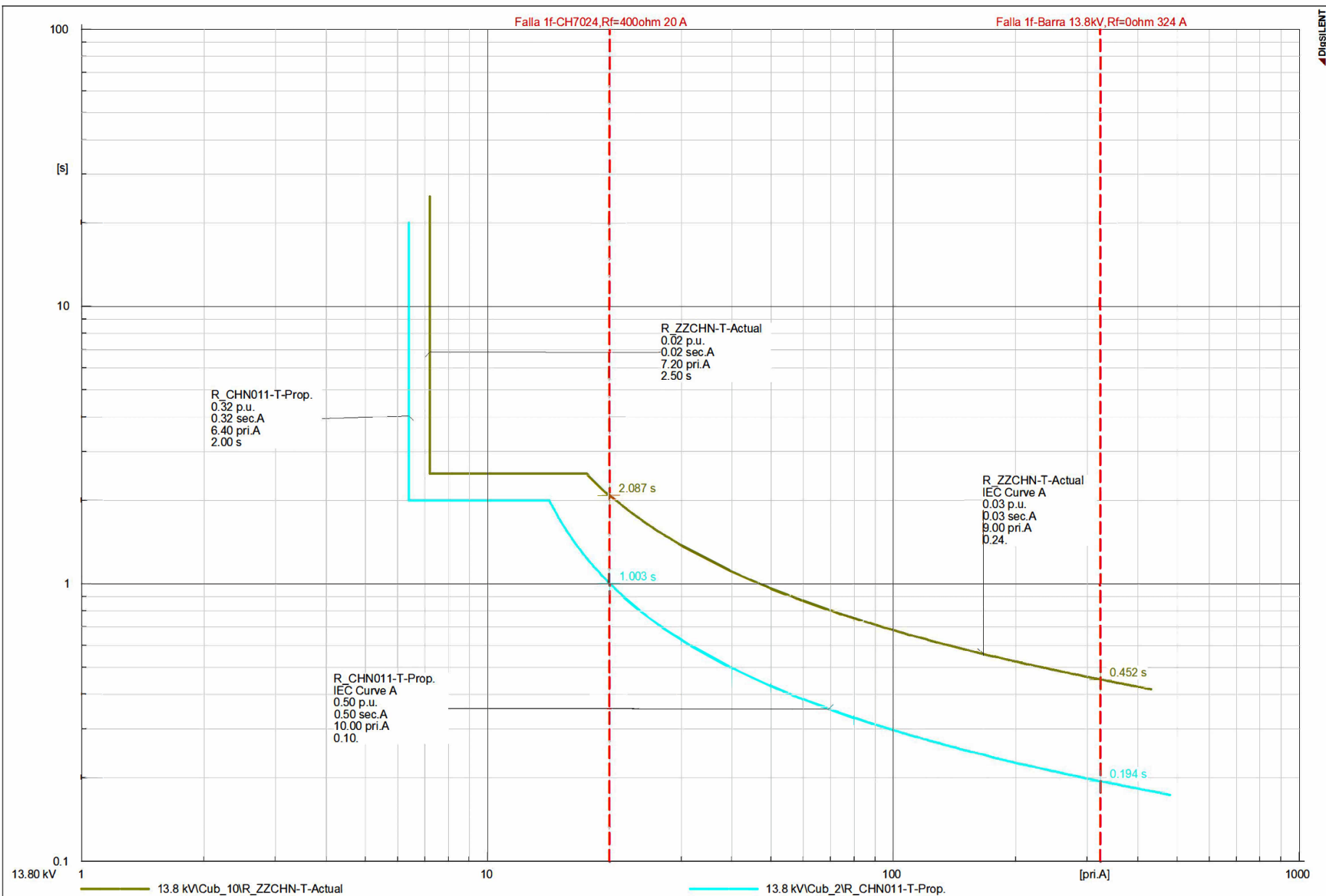


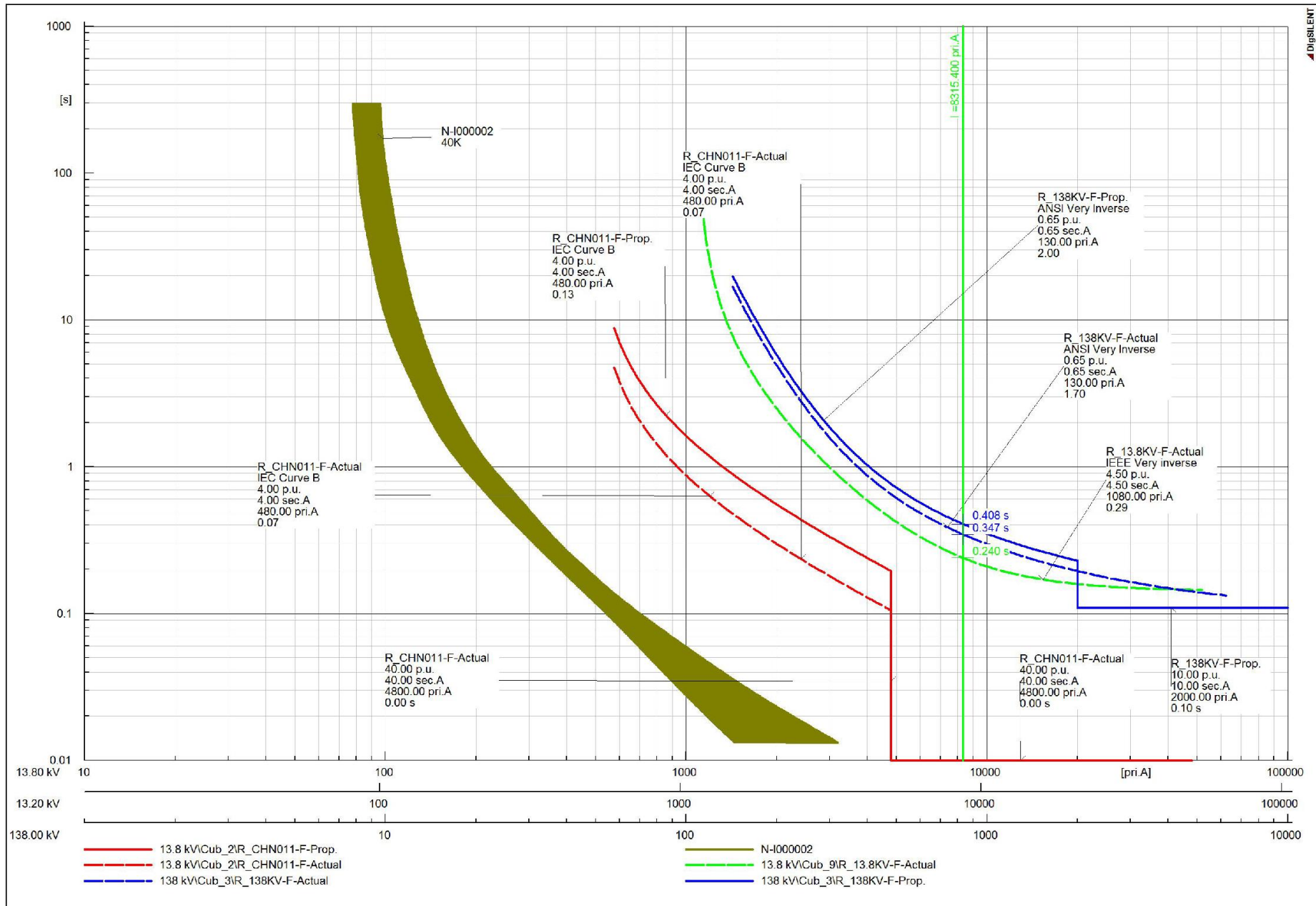


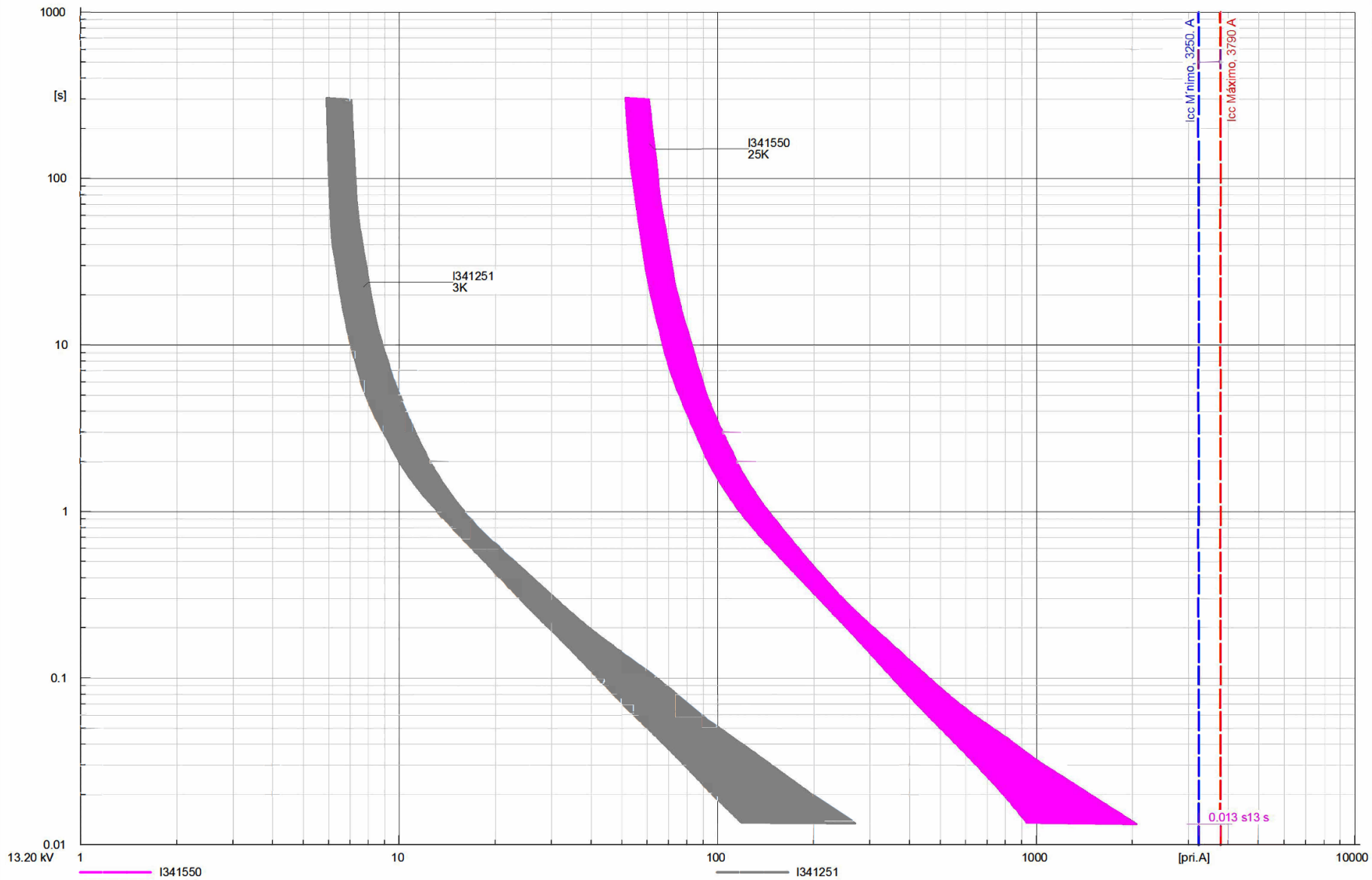
ANEXO N° 02 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

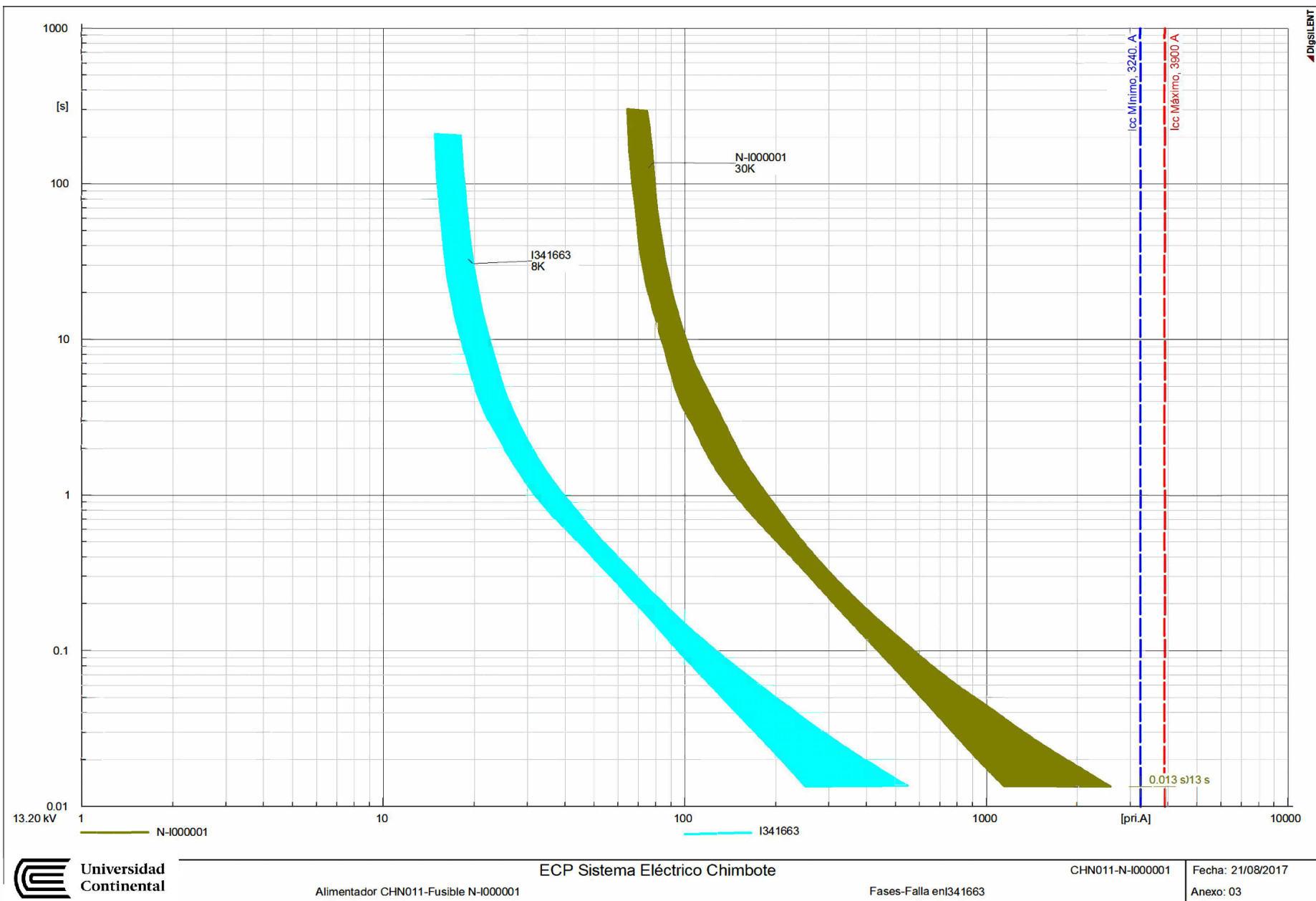
A. Alimentador CHN011



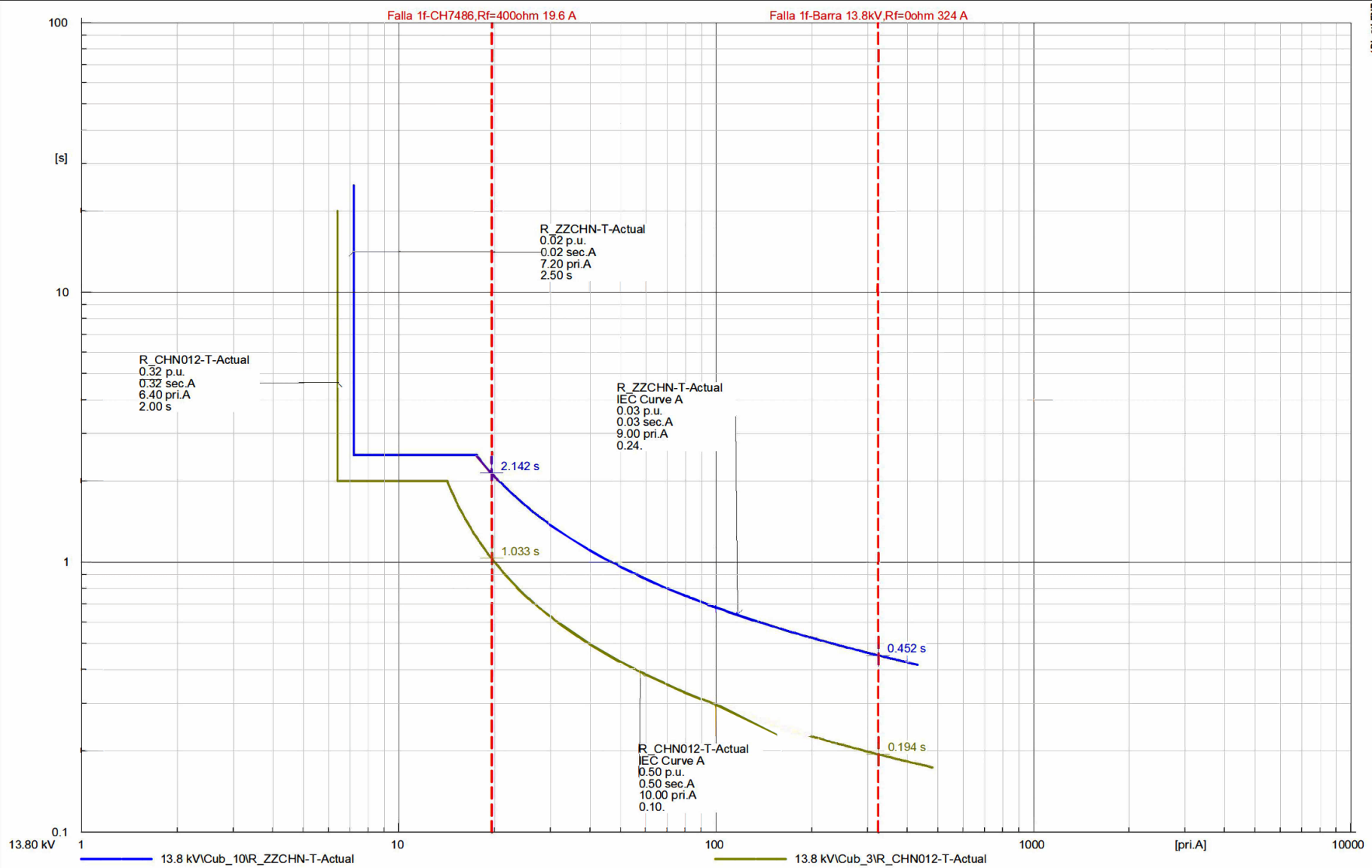


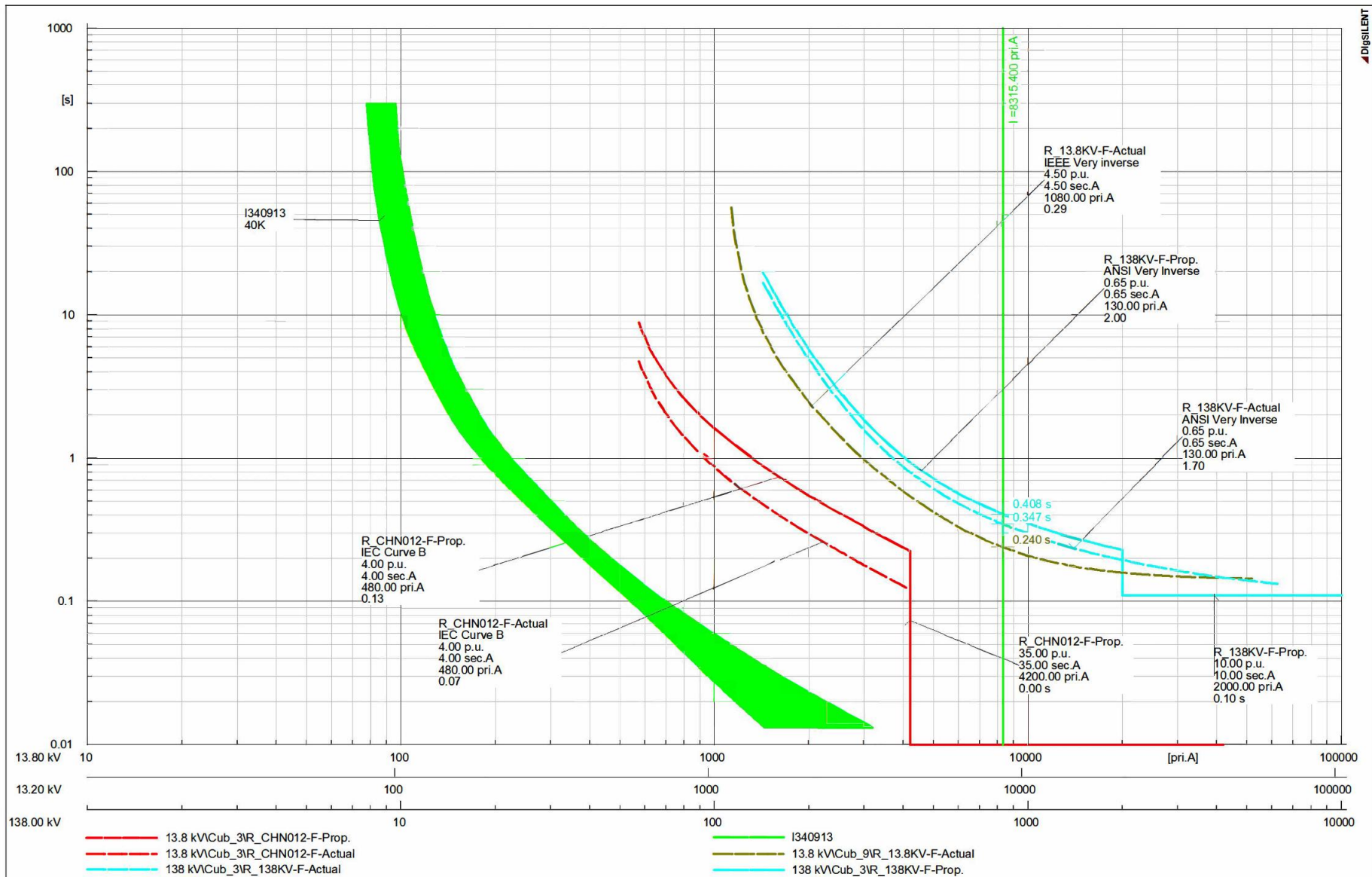






B. Alimentador CHN012





Universidad
Continental

Alimentador CHN012-Fusible I340913

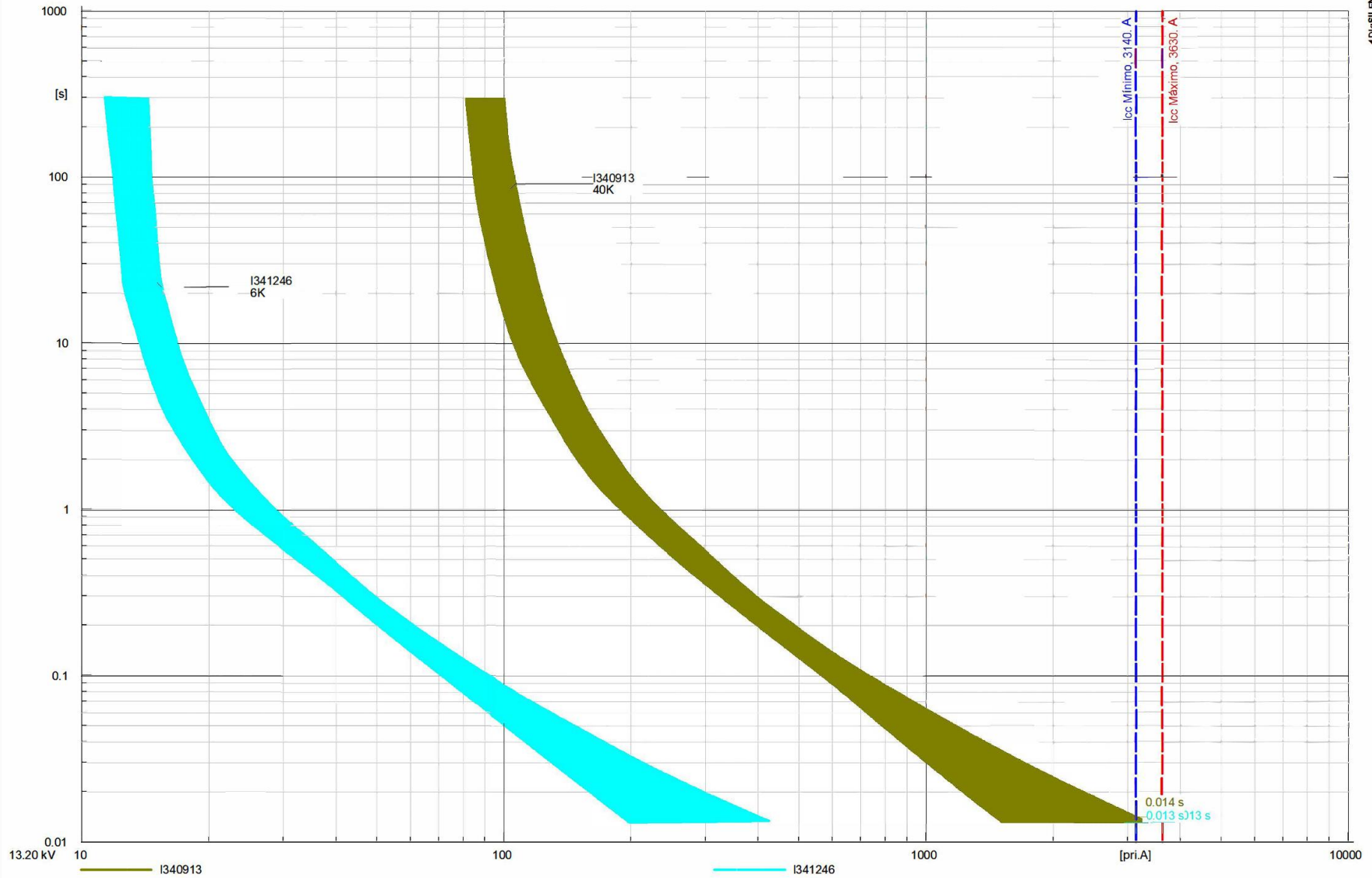
ECP Sistema Eléctrico Chimbote

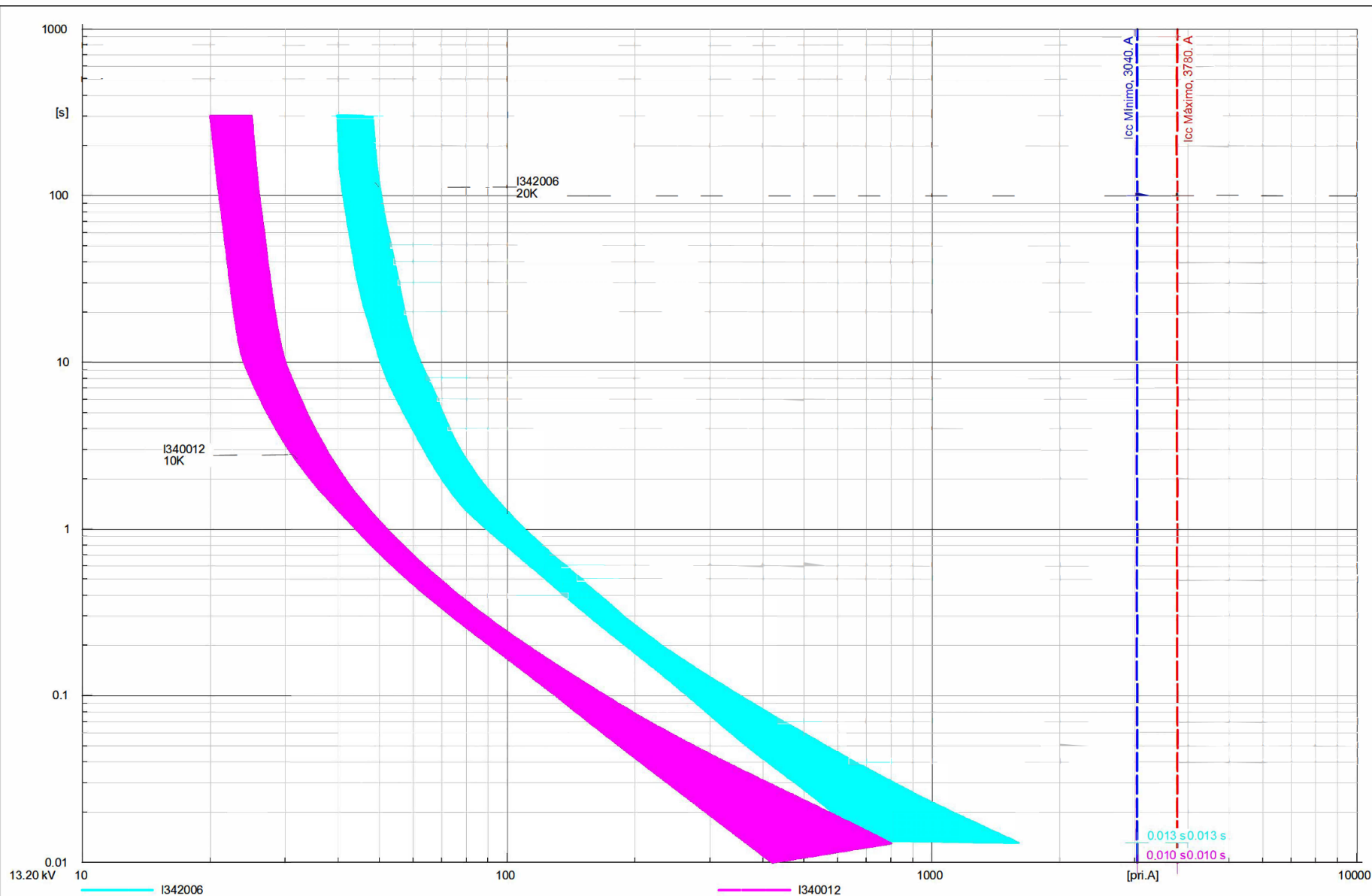
Falla 3f - I340913

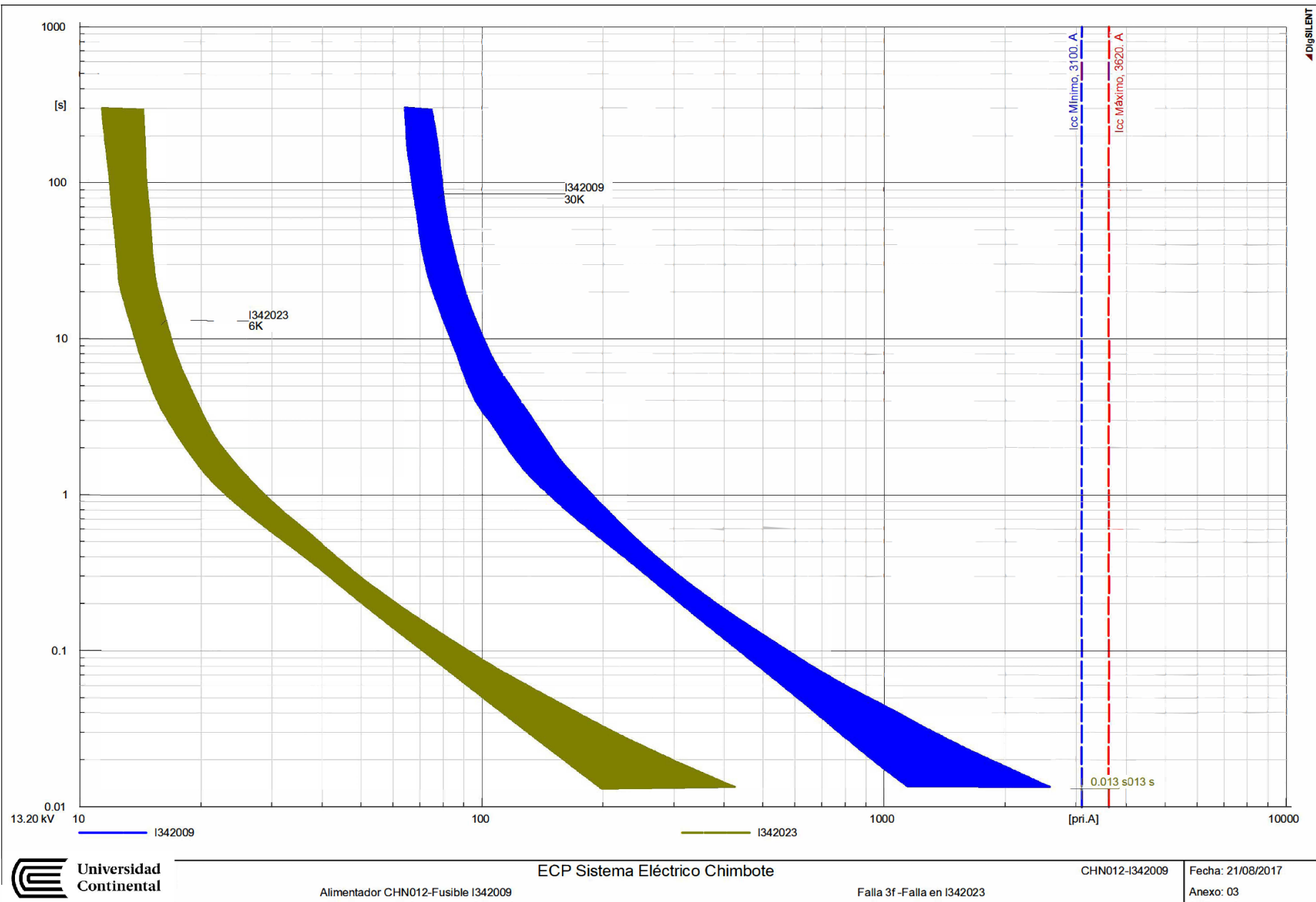
A-CHN012-F

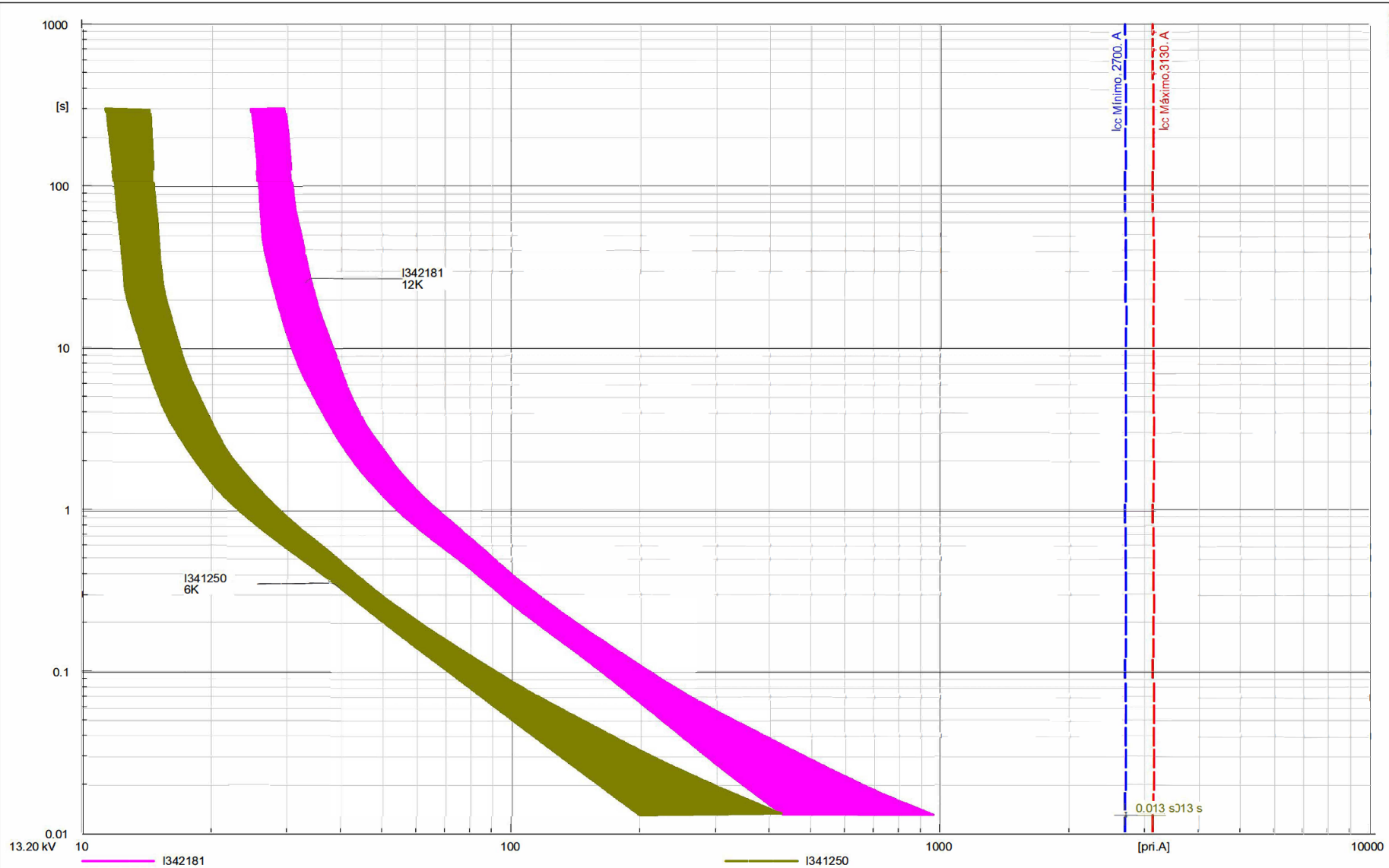
Fecha: 26/08/2017

Anexo: 03

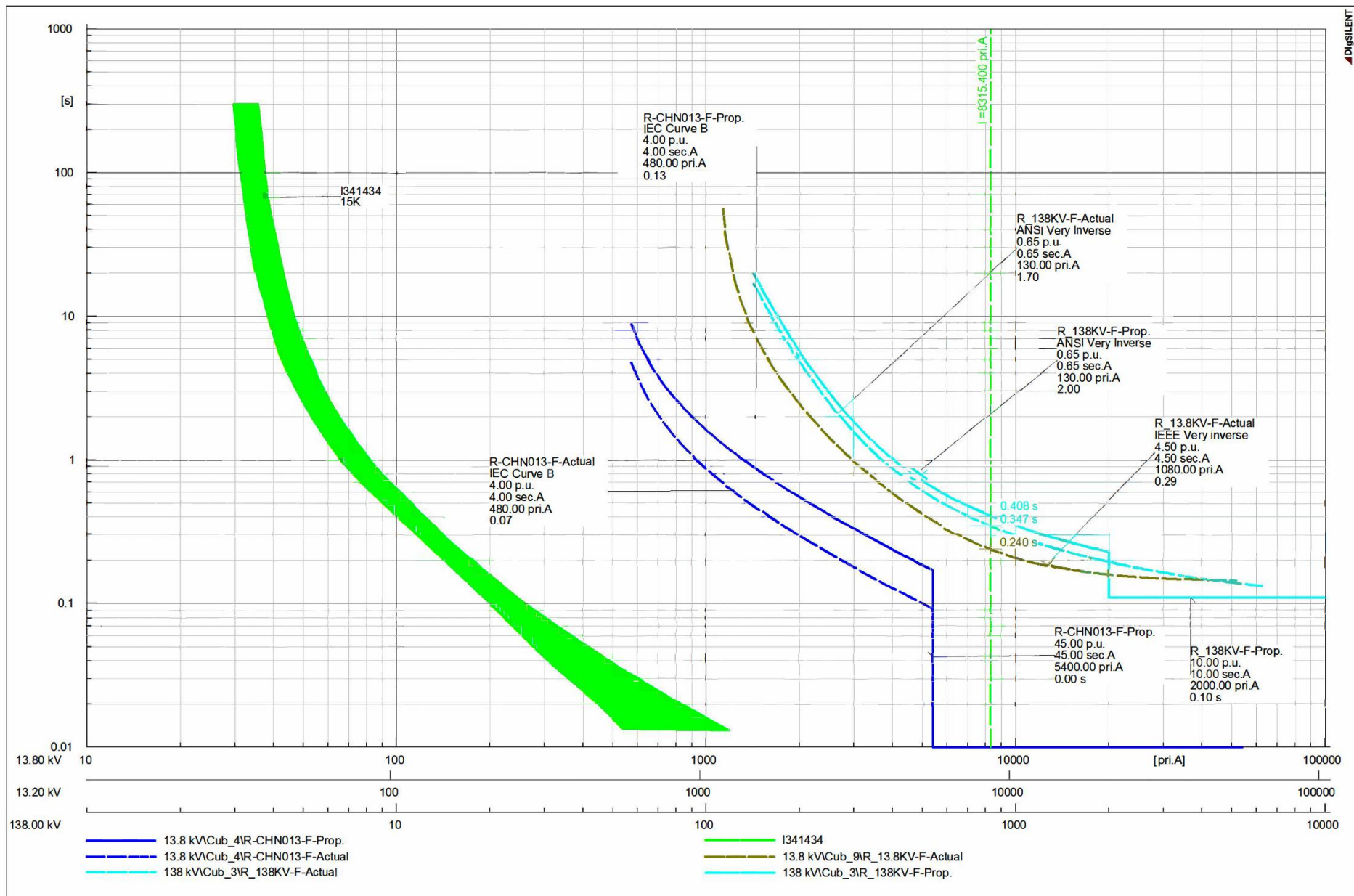


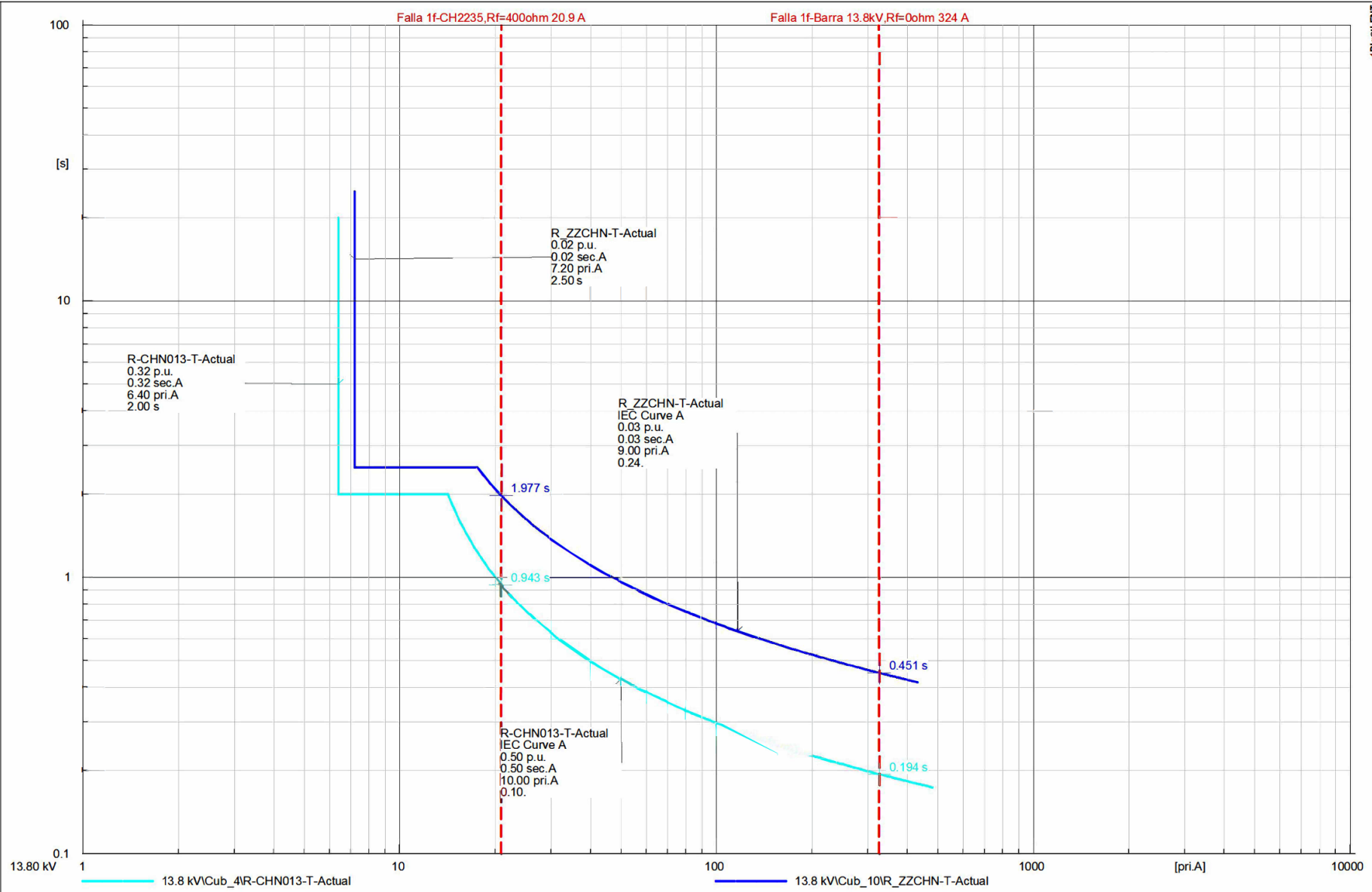




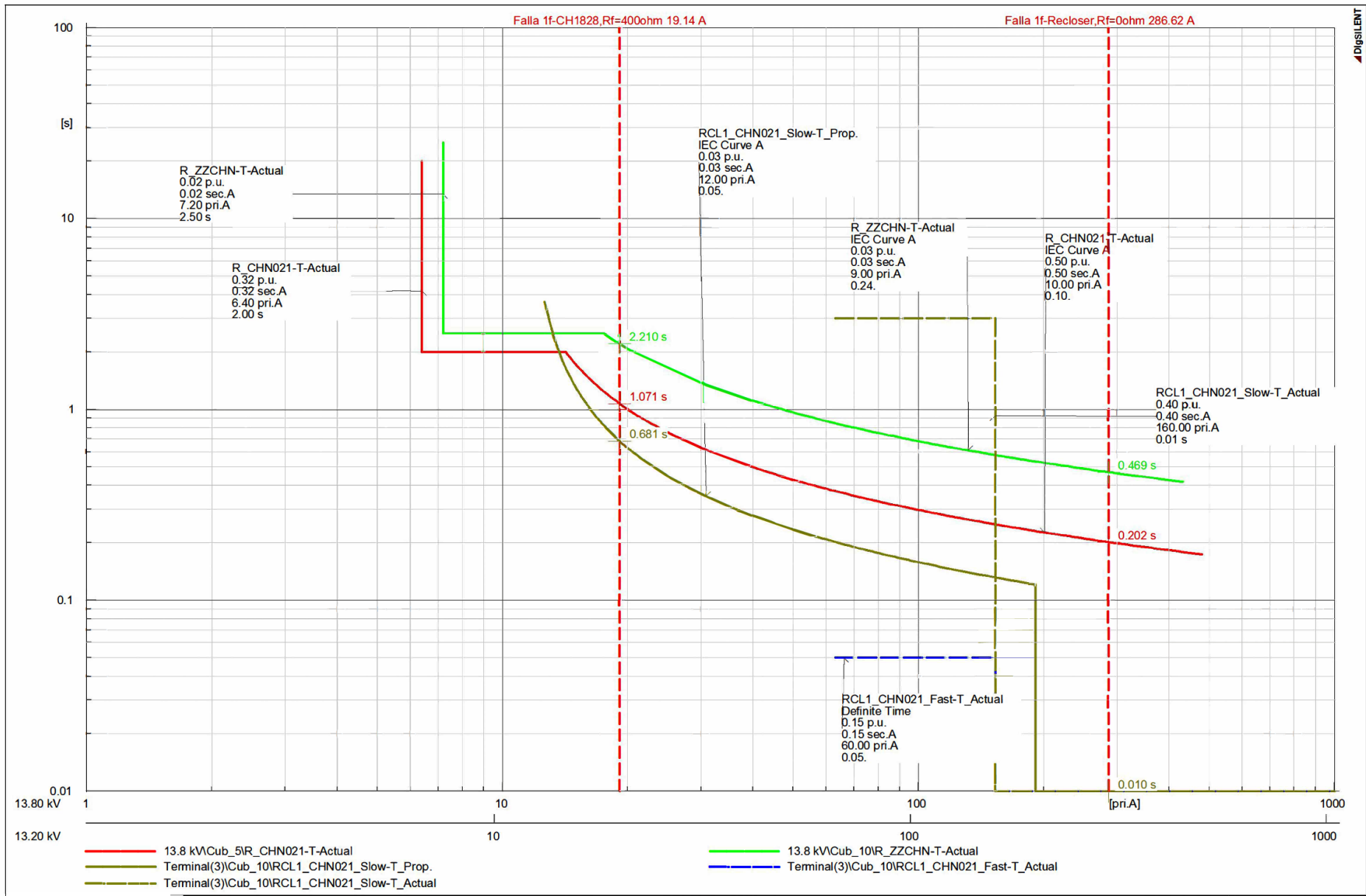


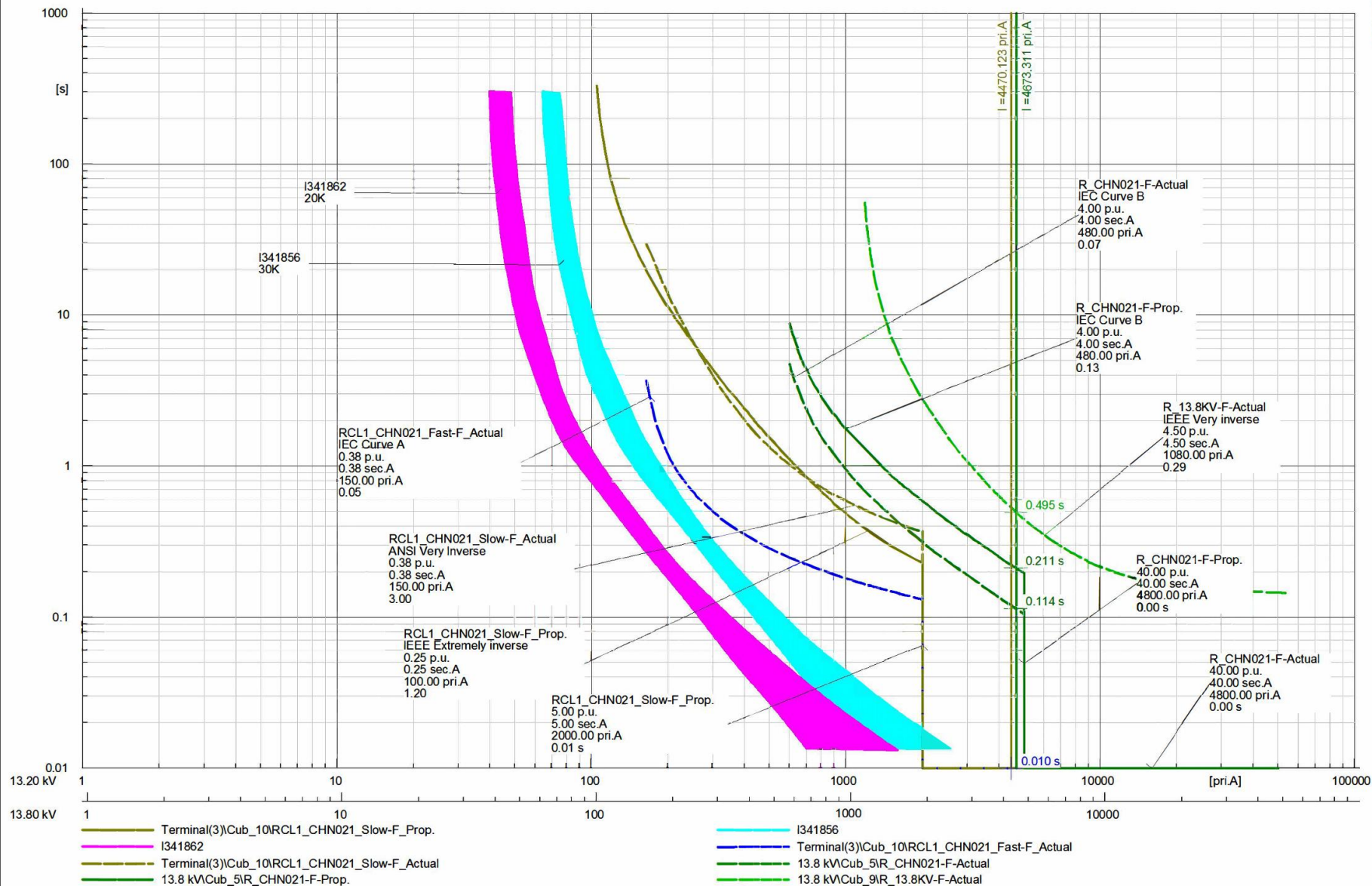
C. Alimentador CHN013

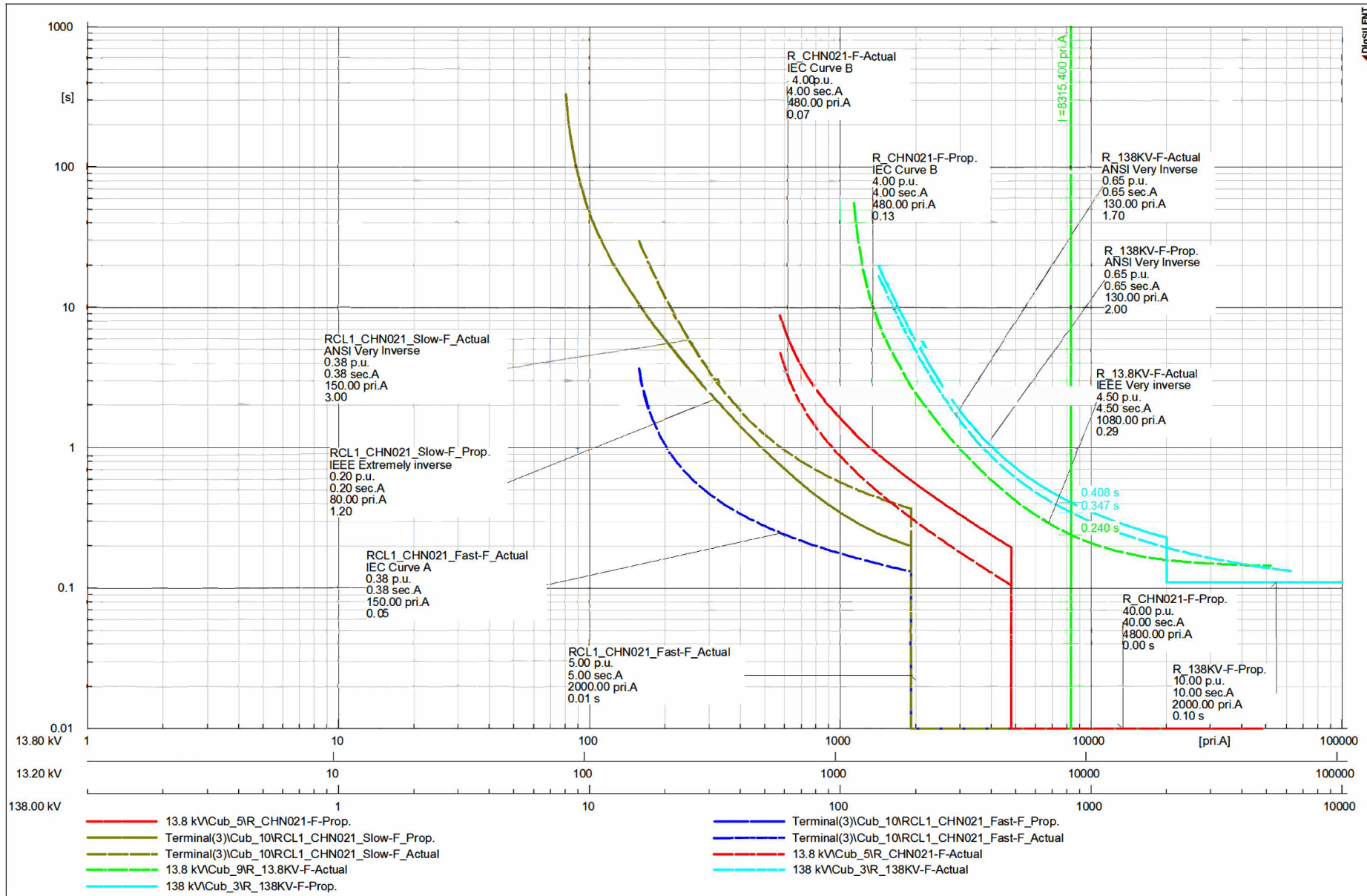




D. Alimentador CHN021







Universidad
Continental

Alimentador CHN021

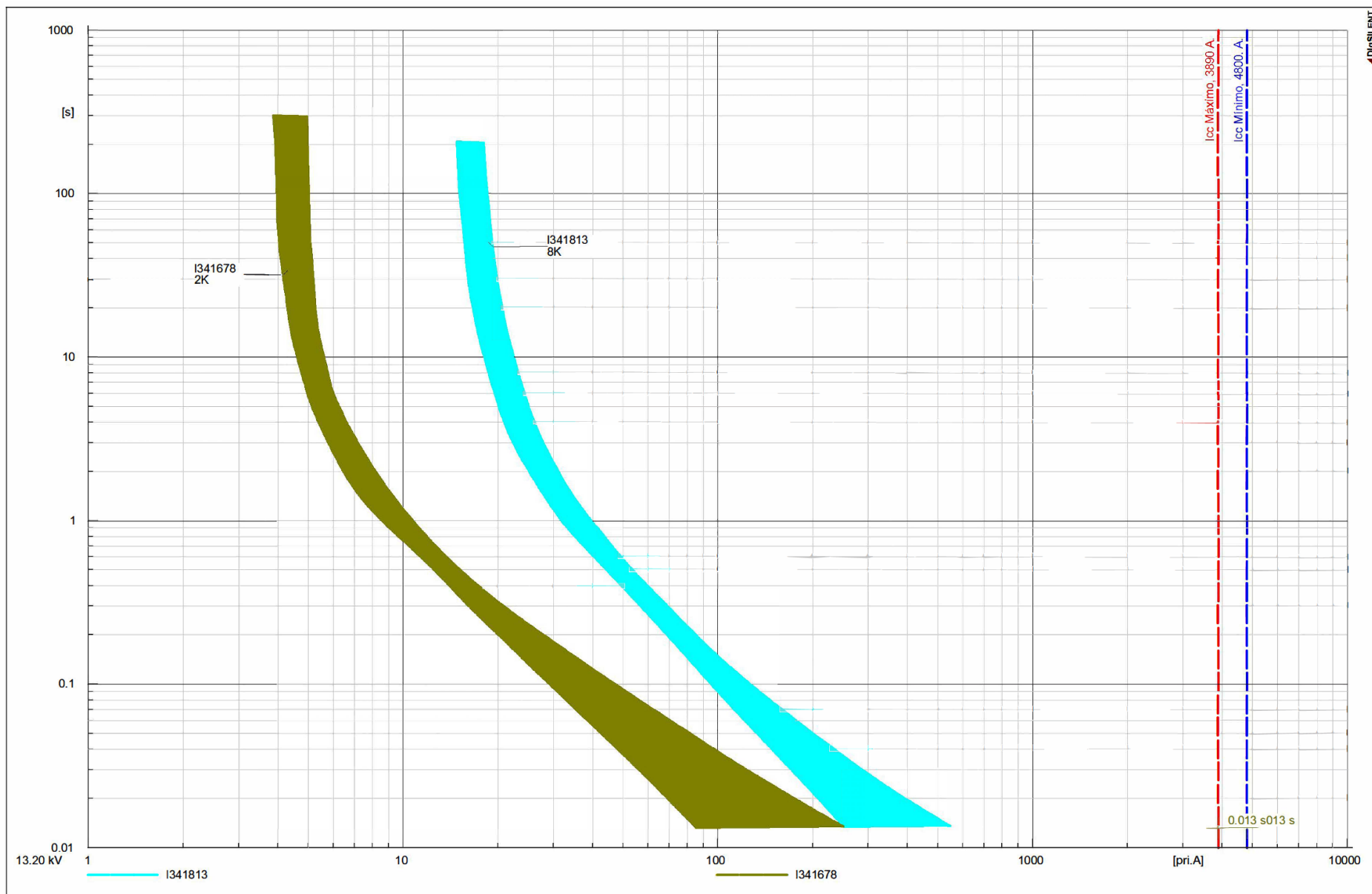
ECP Sistema Eléctrico Chimbote

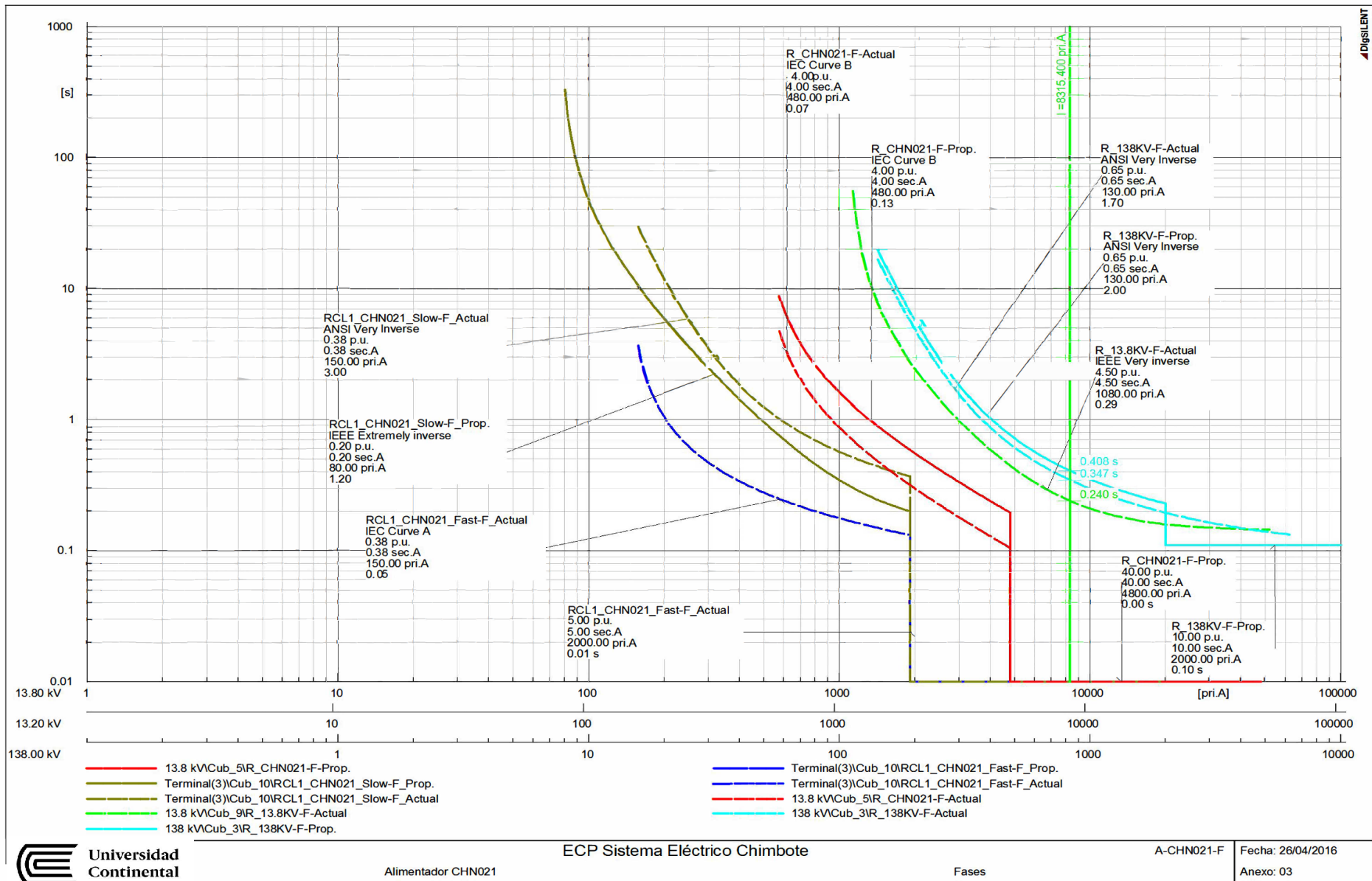
Fases

A-CHN021-F

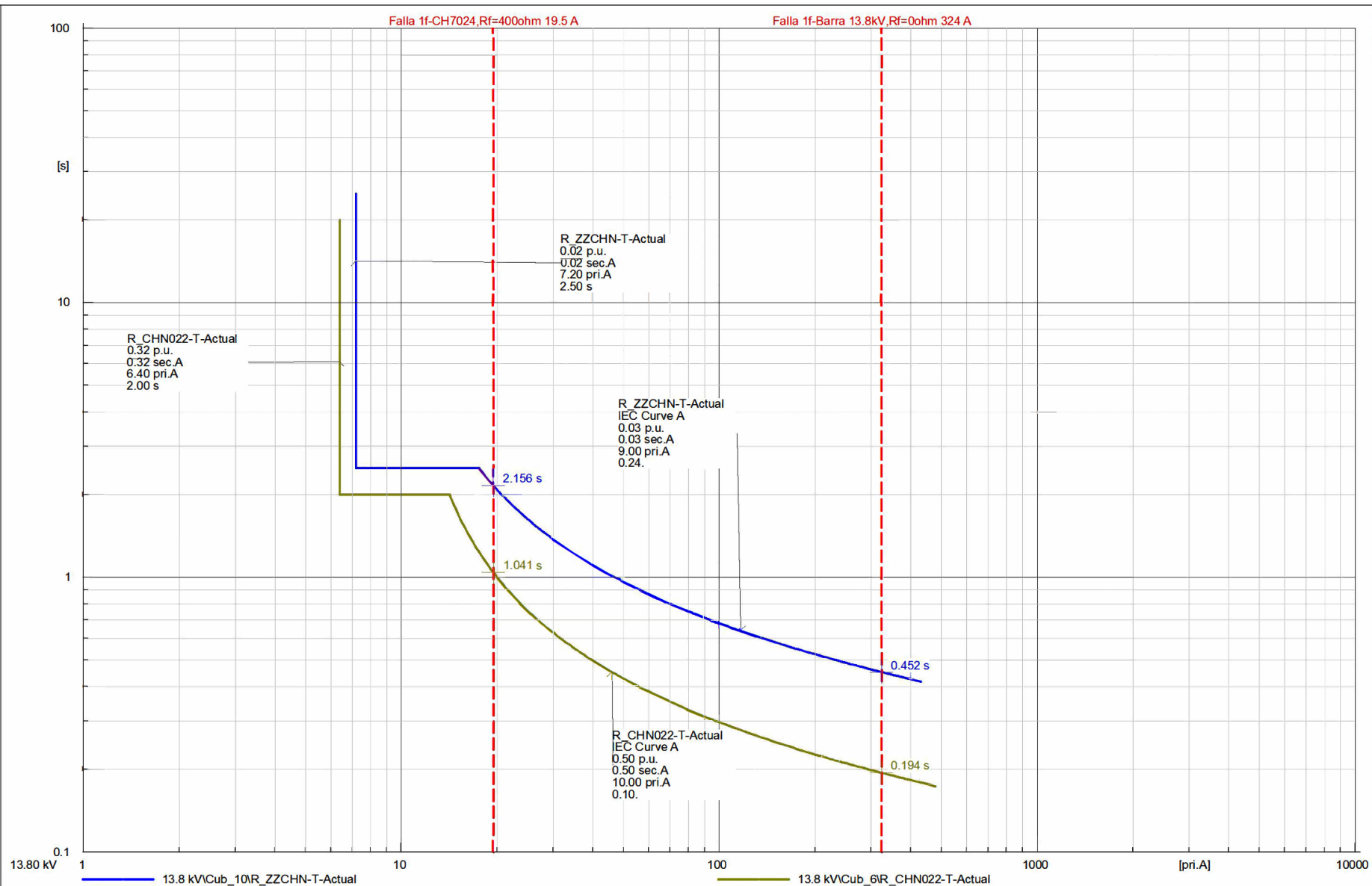
Fecha: 26/08/2017

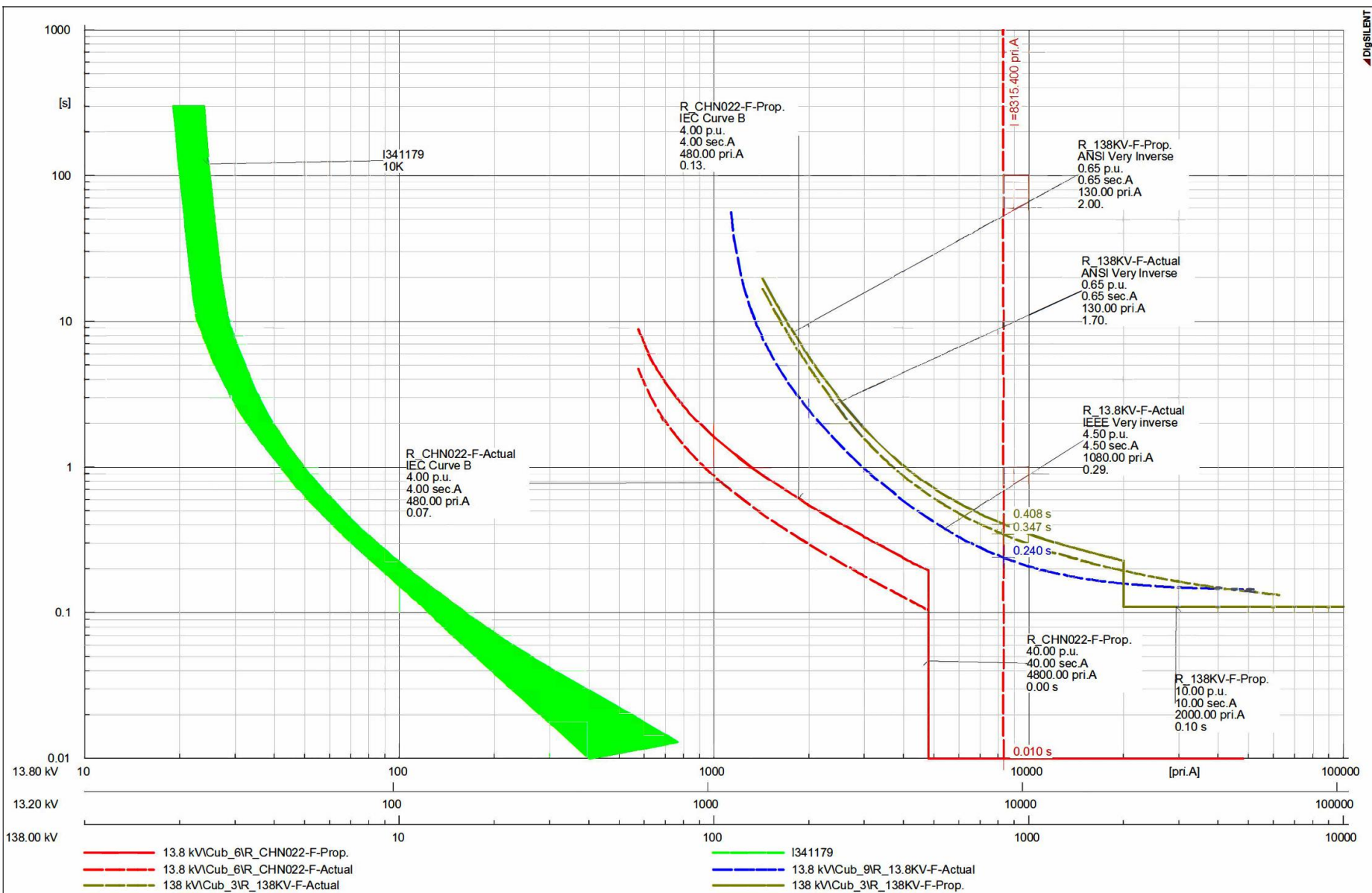
Anexo: 03

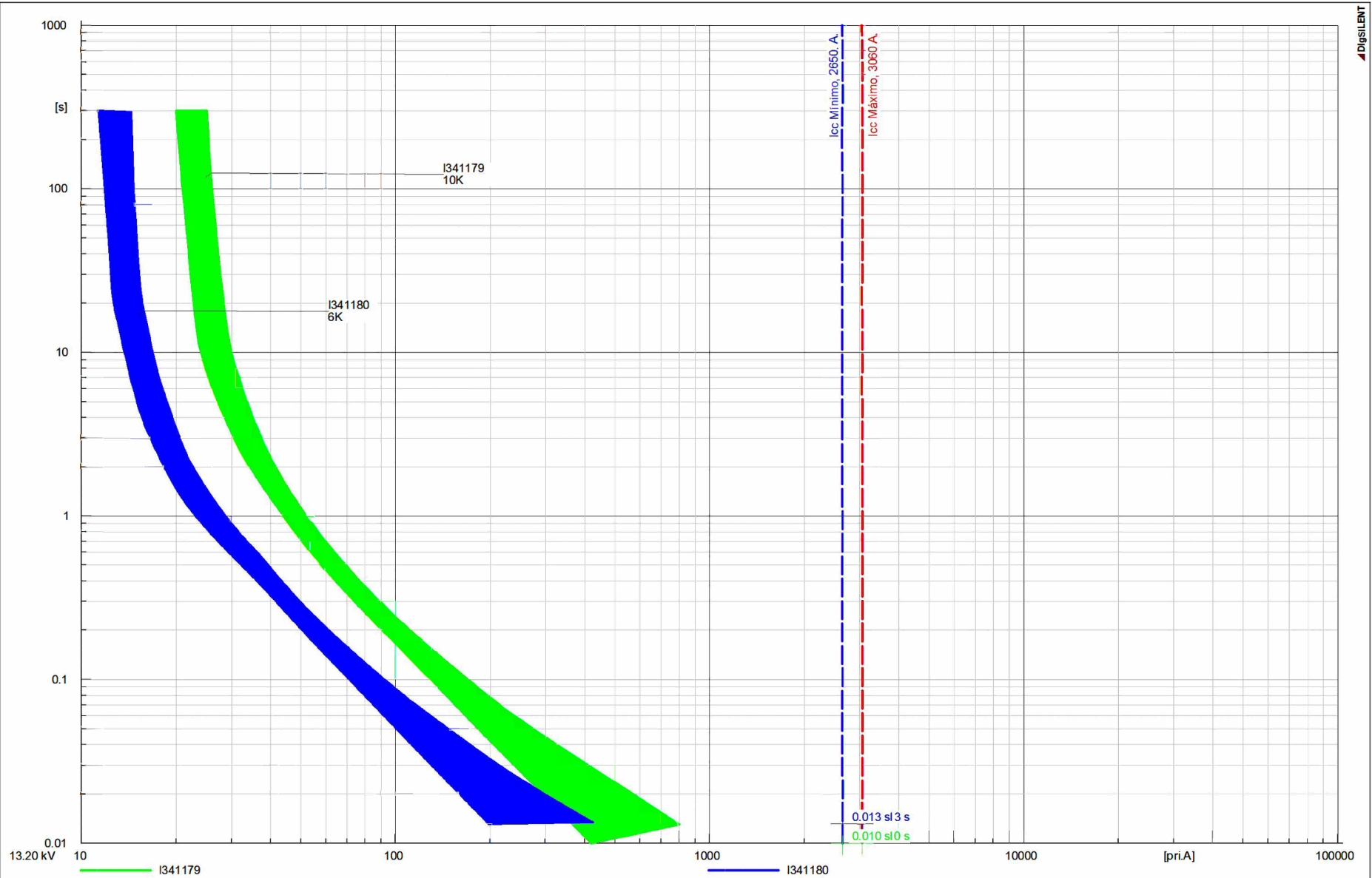


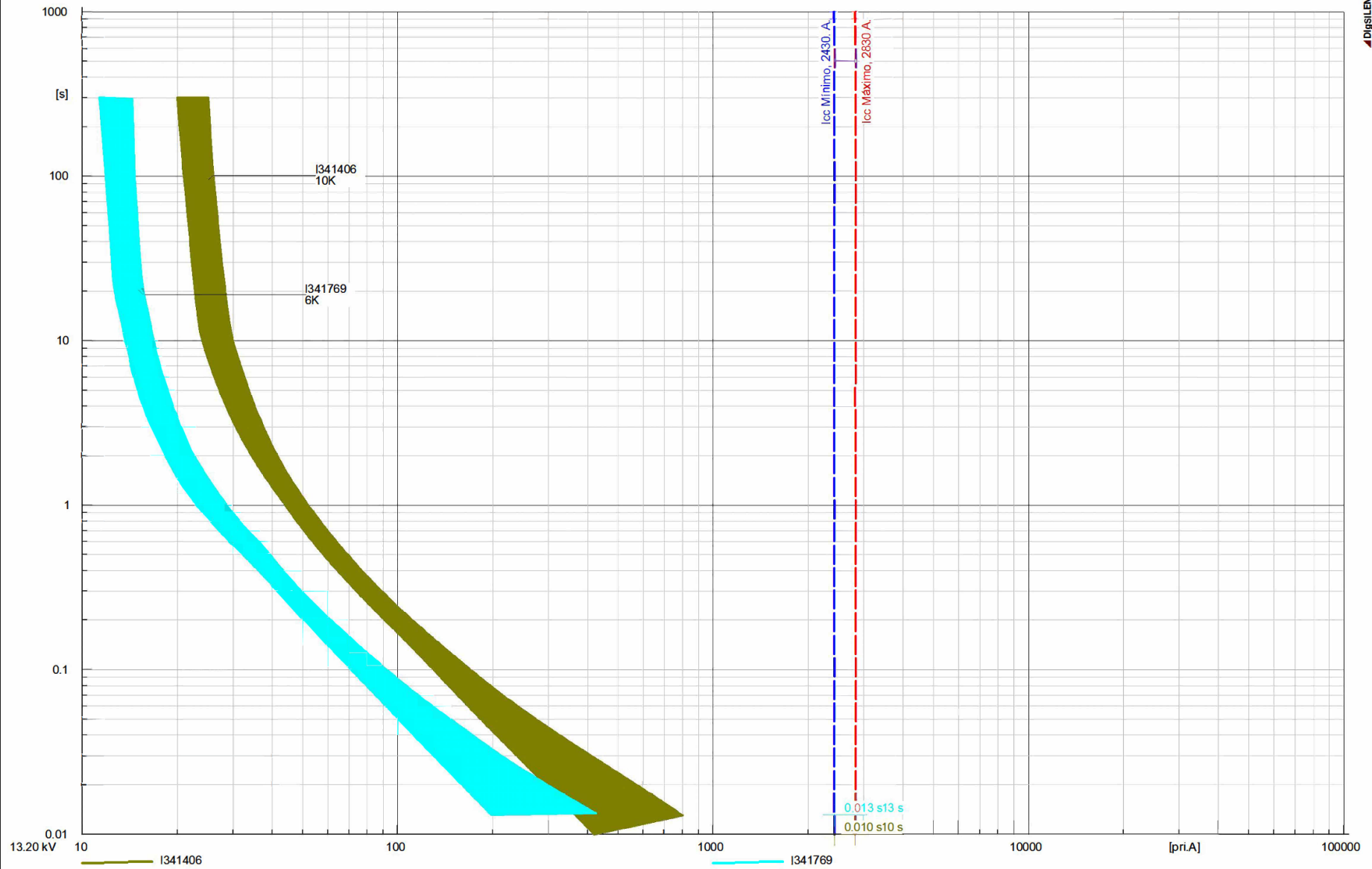


E. Alimentador CHN022

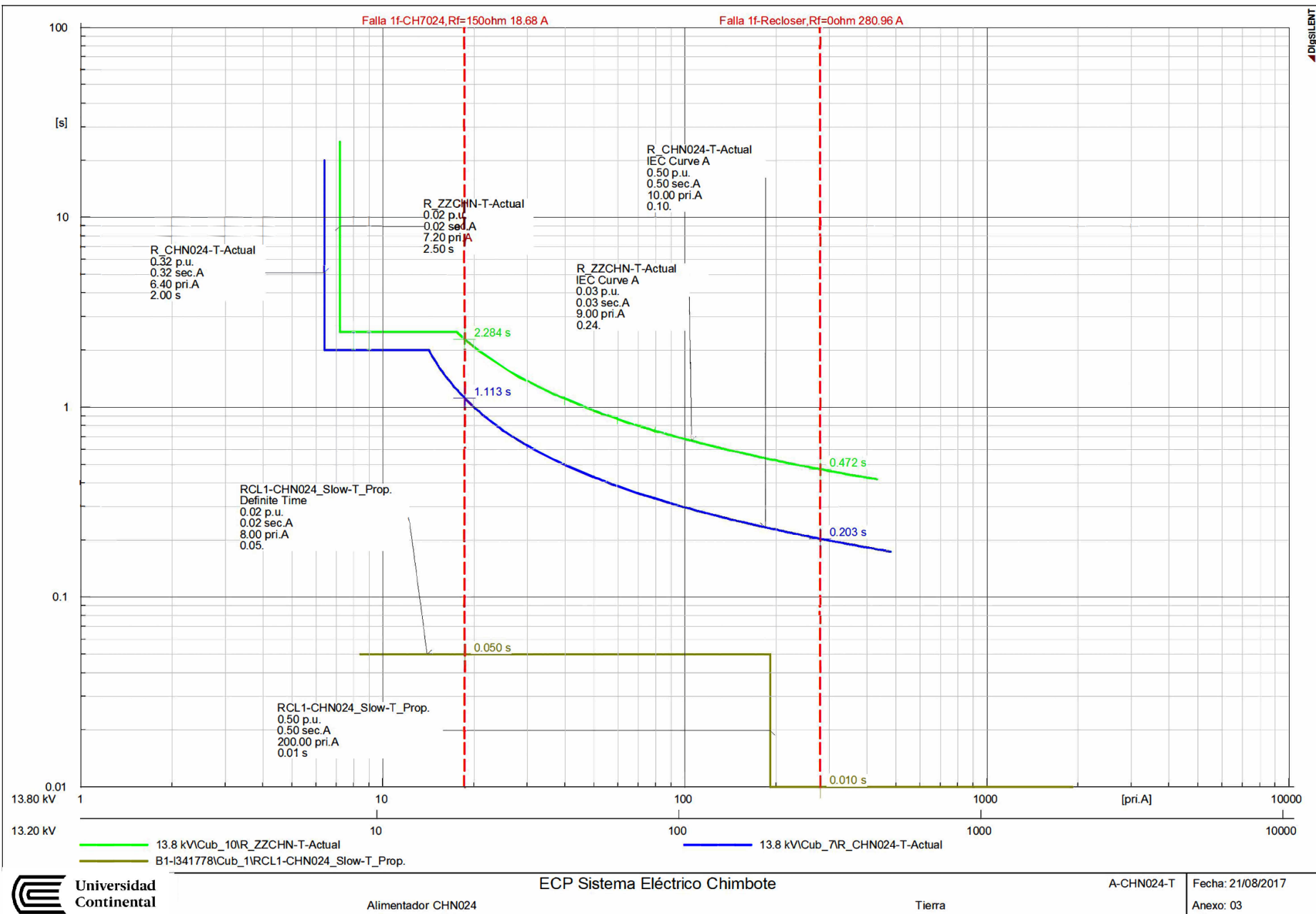


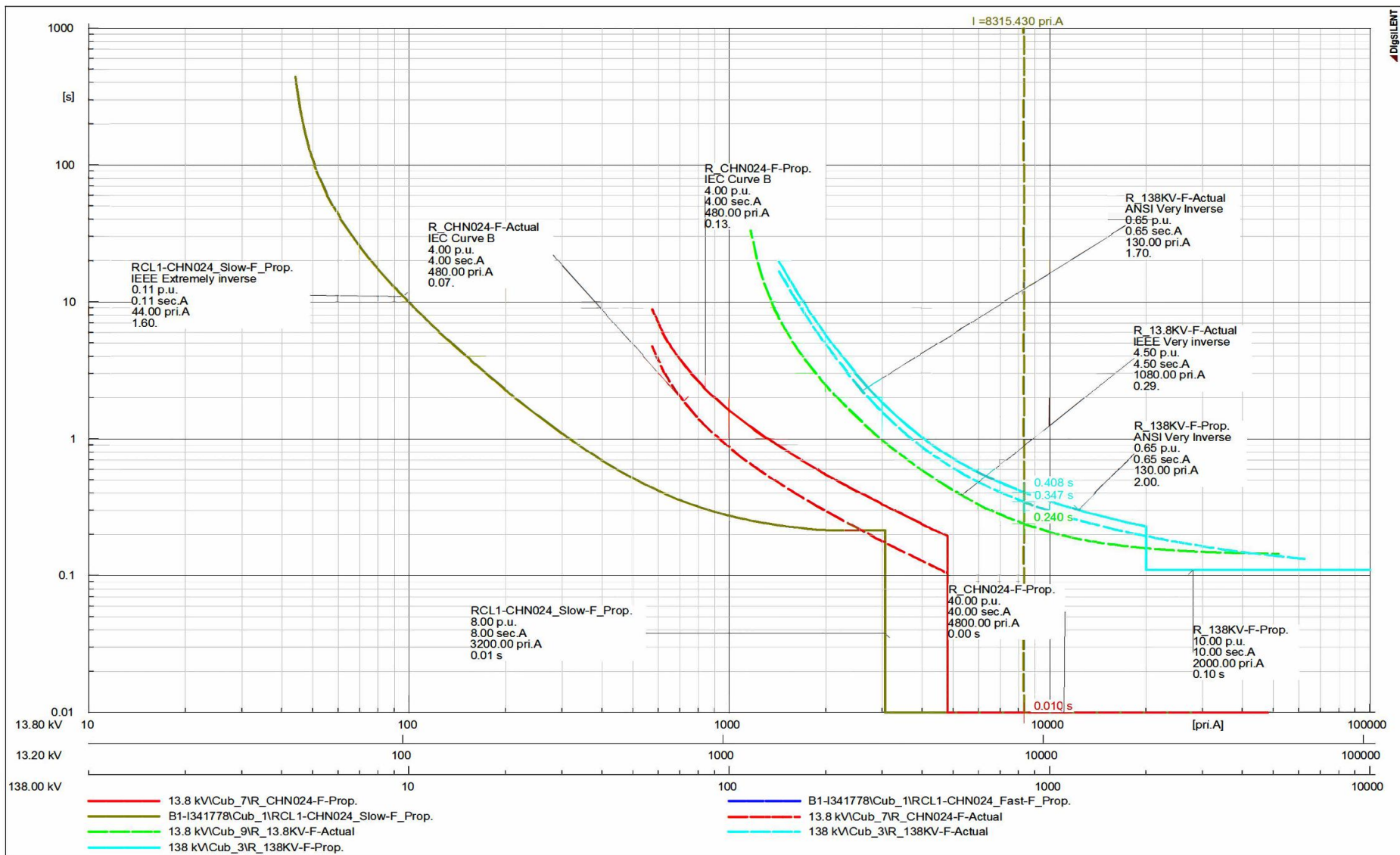


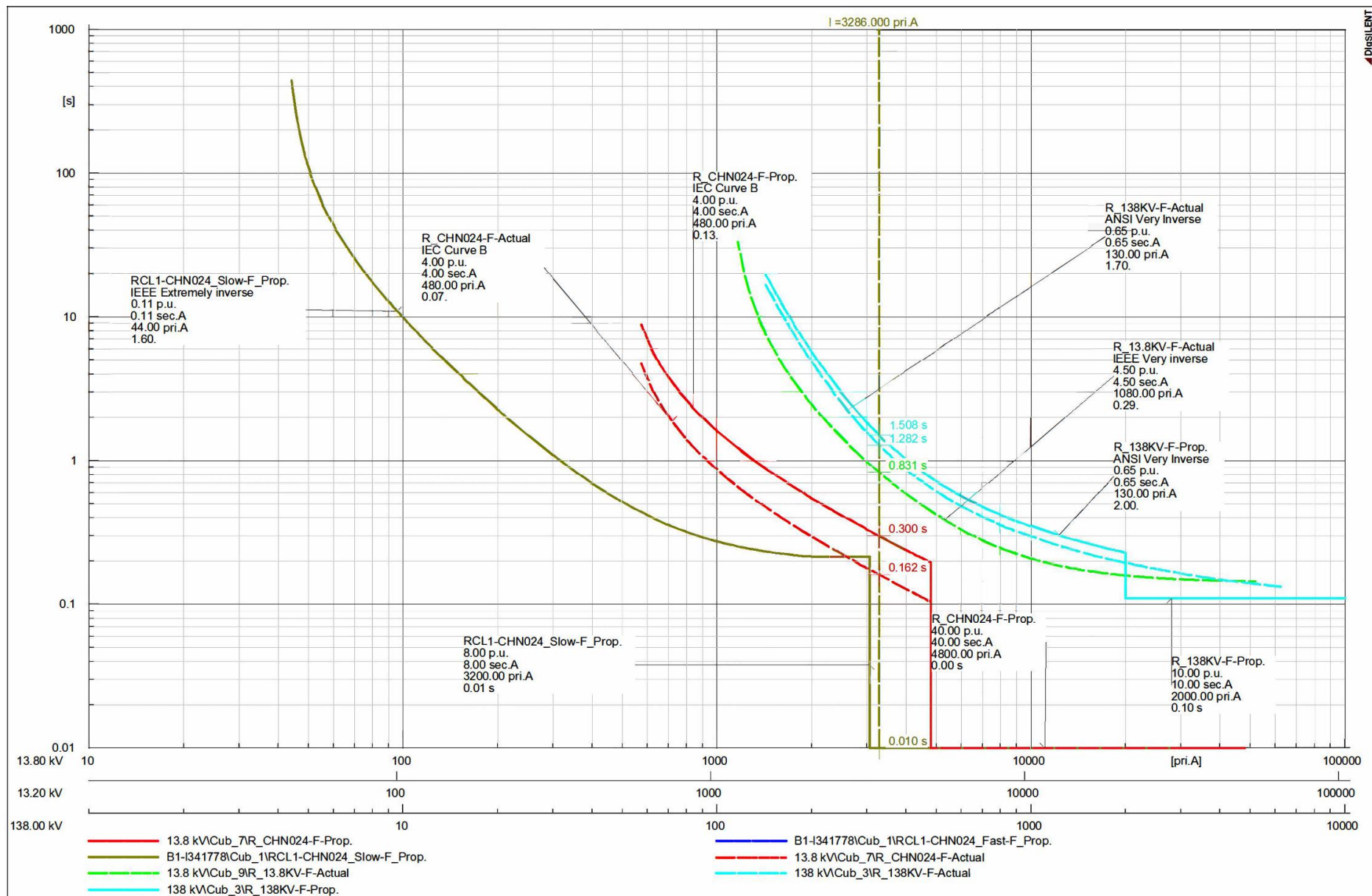


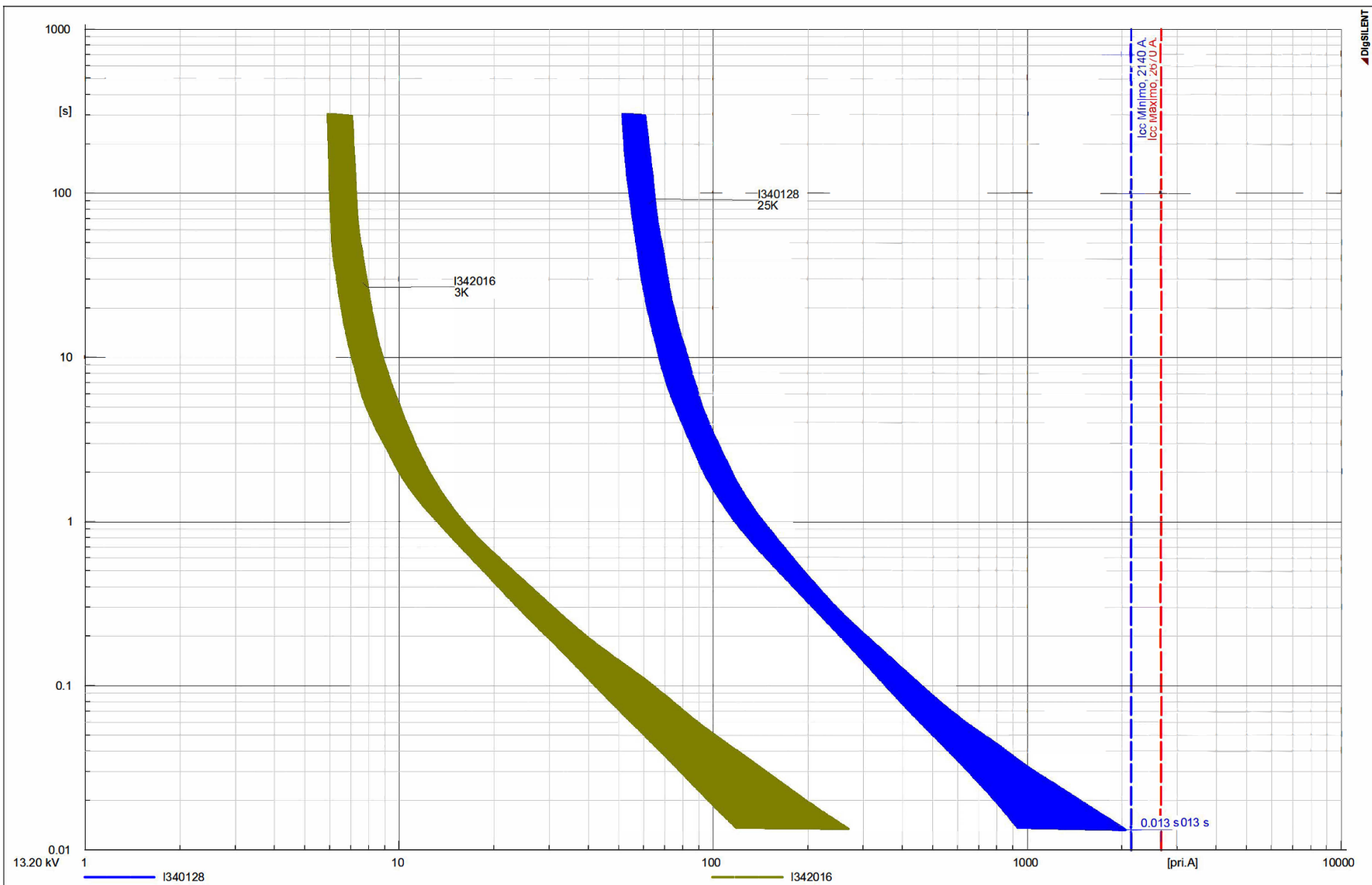


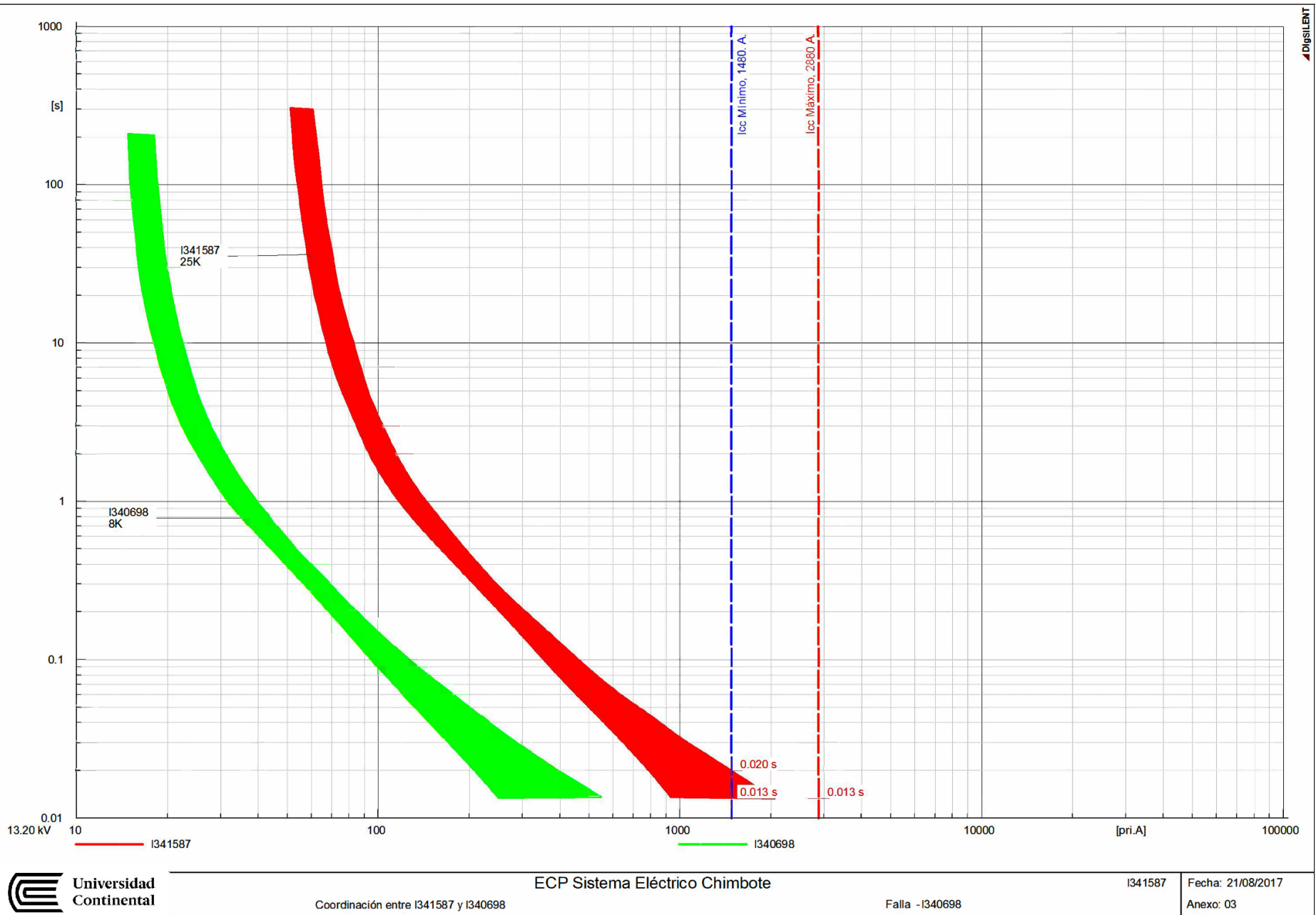
F. Alimentador CHN024











G. Alimentador CHN025

